Н.В.БОБРИЦКИЙ В.А.ЮФИН

ОСНОВЫ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Допущено
Управлением руководящих кадров
и учебных заведений
Министерства
газовой промышленности СССР
в качестве учебника
для средних специальных
учебных заведений
по специальностям
"Сооружение газонефтепроводов
и газохранилищ"
и "Транспорт и хранение
нефти и газа"

МОСКВА "НЕДРА" 1988

ББК 33.36
Б72
УДК (622.24 + 622.276) (075)

Рецензенты:
Волгоградский техникум газовой и нефтяной промышленности,
д-р техн. наук *Г.Э. Одишария*

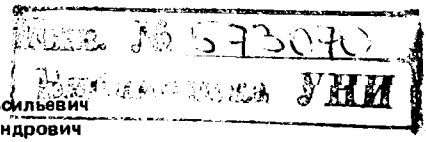
Бобрицкий Н.В., Юфин В.А.

Б72 Основы нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов. — М.: Недра, 1988. — 200 с.: ил.
ISBN 5—247—00224—5

Даны основные сведения по геологии, бурению, добыче, транспорту, хранению и переработке нефти, газа и газового конденсата, а также по пневмо- и гидроконтейнерному транспорту. Освещены вопросы защиты трубопроводов, резервуаров и других нефтегазовых объектов от коррозии. Особое внимание уделено сооружению объектов нефтяной и газовой промышленности, в том числе и комплектно-блочному методу. Рассмотрены строительные машины, приведены их технические характеристики.

Для учащихся техникумов, обучающихся по специальностям "Сооружение газонефтепроводов и газохранилищ" и "Транспорт и хранение нефти и газа".

Б $\frac{3608000000 - 372}{043\ (01) - 88}$ 58—88 Св. план для сред. спец. уч. завед. ББК 33.36



УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Бобрицкий Николай Васильевич
Юфин Всеволод Александрович

ОСНОВЫ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Заведующий редакцией *Н.Е. Игнатьева*
Редактор издательства *Н.В. Сергеева*
Художественный редактор *В.В. Шутько*
ИБ 7144

Технические редакторы *Н.С. Анашкина, О.Н. Власова*
Корректор *Г.Л. Петушкова*
Оператор *И.П. Стеценко*

Подписано в печать с репродуцируемого оригинал-макета 10.05.88. Т — 05960. Формат 60 × 84 $^1/_{16}$. Бум. офсетная № 2. Усл.-печ.л 11,63. Усл.кр.-отт 12,0 Уч.-изд.л 14,33. Тираж 8720 экз. Зак 3455 /1208—5. Цена 45 коп. Набор выполнен на наборно-пишущей машине

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра".
125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Московская типография № 9 НПО "Всесоюзная книжная палата" Госкомиздата СССР.
109033, Москва, Волочаевская ул., 40.

ISBN 5—247—00224—5

©Издательство "Недра", 1988

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая промышленности являются составной частью топливно-энергетического комплекса нашей страны. Суммарная доля нефти и газа в топливном балансе СССР составляет свыше 70 %. Из нефти получают моторные топлива, масла и другие нефтепродукты, жидкое топливо для котельных и тепловых электростанций и исходные материалы для производства пластических масс, синтетических волокон и другой продукции нефтехимии.

Природный газ широко используется как удобное топливо на электростанциях, в промышленности и быту, для получения крайне необходимых народному хозяйству продуктов нефтехимии. Хотя нефть и газ были известны человечеству еще до начала нашей эры, промышленная их добыча в больших масштабах началась лишь с начала XX века.

В нашей стране интенсивное развитие нефтяной, а позднее и газовой промышленности началось после Великой Октябрьской революции. Отечественная нефтяная промышленность обеспечивала потребности страны в годы индустриализации и трудные военные годы. В предвоенный период началась добыча нефти в районах между Волгой и Уралом, а позднее — в Западной Сибири. Эти районы в настоящее время составляют основную базу нашей нефтяной и газовой промышленности.

Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года предусмотрено в нефтяной промышленности обеспечить в 1990 г. добычу 625—640 млн.т нефти и газового конденсата, в газовой промышленности довести в 1990 г. добычу газа до 835—850 млрд. $м^3$. Такое значительное увеличение добычи нефти и газа вызвано ростом производительных сил страны и особенностями развития энергетики.

Для оценки причинных связей развития энергетики как одного из основных звеньев производительных сил и объективных тенденций этого развития можно воспользоваться учением акад. Г.М. Кржижановского о энергетических порогах, т.е. переломных периодах в развитии материальной культуры человечества под влиянием качественных скачков в энергетической базе общества. Первым таким порогом в истории энергетики считают появление водяного колеса, которое в значительной мере заменило мускульный труд человека и животных. Вторым порогом является появление паровой машины, которая позволила значительно повысить мощность источника энергии и качественно изменила организацию промышленности, обеспечив переход от мануфактуры к капиталистической фабрике. Третий порог — появление возможностей производства в больших масштабах электроэнергии с передачей ее на значительное расстояние к рассредоточенным потре-

бителям. При этом развитие электрификации с первых десятилетий XX в. существенным образом изменило организацию общественного производства. Четвертый порог, наступивший вслед за развитием электрификации, — нарастающее применение двигателей внутреннего сгорания, совершившее транспортную революцию. В 50—60-х годах XX в. промышленно развитые страны подошли к пятому порогу, характеризующемуся завершением образования общей энергетической системы как единого целого в результате углубленной электрификации и моторизации и создания многопродуктового энергетического баланса со значительной долей в нем нефти и газа.

На территории нашей страны геологические открытия в 50-е г. XX в. запасов нефти и газа и рост их добычи позволили ориентировать дальнейшее развитие энергетики СССР на широкое использование этих высококачественных видов топлива.

Энергетическая программа СССР на период до 2000 г. предусматривает ускоренное развитие газовой промышленности, обеспечение стабильно высокого уровня добычи нефти, роста ресурсов моторных топлив за счет увеличения глубины переработки нефти, а также путем широкого использования в качестве моторных топлив сжатого и сжиженного природного газа, оптимального сочетания различных способов транспортировки в европейскую часть страны большого количества энергетических ресурсов (газа, нефти, угля) из восточных районов, главным образом из Сибири, где будет обеспечен основной прирост объема добычи органического топлива.

В данном учебнике последовательно излагаются основные сведения по всем технологическим этапам нефтяной и газовой промышленности — от поисков и разведки месторождений до транспортировки и переработки нефти и газа.

ГЛАВА 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НЕФТЬ И ГАЗ В ЖИЗНИ ЧЕЛОВЕКА

Для удовлетворения потребностей людей обществу необходимо затрачивать труд, сырье и энергию. Увеличение производства ценностей возможно путем интенсификации существующих процессов производства, с одной стороны, а также расширения существующих форм производства и создания новых, с другой, что требует вовлечения дополнительных трудовых, сырьевых и энергетических ресурсов. Сокращение занятости человека в сфере производства без снижения уровня удовлетворения потребностей чаще всего связано с увеличением затрат различных форм энергии в сфере производства.

Технический уровень развития общества в основном можно оценить количеством потребляемой энергии (без учета непроизводственных сфер, таких, как вооружение, армия и т.д.). Суммарное производство и потребление обществом всех видов энергии принято называть топливно-энергетическим балансом, а суммарное производство и потребление всех видов топлив — топливным балансом.

Основными источниками энергии для человечества были мускульная сила людей и рабочего скота, а для обогрева жилищ и приготовления пищи использовалась древесина и навоз домашних животных. В XIX в. уголь заменил в большинстве отраслей промышленного производства традиционную древесину, стал применяться на многих видах транспорта и частично для отопления жилищ и приготовления пищи. Однако доля древесины и древесного угля была велика, а мускульная сила человека и животных применялась по-прежнему.

Начало XX в. ознаменовалось принципиальным изменением структуры топливно-энергетического баланса мира. В промышленно развитых странах широко стали применять нефть и в возрастающей степени природный газ. После 1920 г. рабочий скот заменяют тракторами и автомашинами, водяные и ветряные двигатели — электродвигателями и двигателями внутреннего сгорания, дровяные и угольные печи переводят на нефтяное топливо и газ. Природный газ начинает широко использоваться в быту. Доля нефти и газа в топливно-энергетическом балансе мира все больше и больше возрастала.

Качественное изменение топливно-энергетического баланса будет продолжаться и в будущем благодаря использованию новых видов источников энергии (солнечная, термоядерная, геотерминальная, биологическая и др.), а также удешевлению технологий традиционных энергий.

Количество потребляемой энергии в мире постоянно возрастает и в XX столетии каждые 18—20 лет удваивается, а в нашей стране удваивается каждые 10 лет.

Сейчас уже для всех ясно, что ископаемые ресурсы Земли все-таки небесконечны, и настало время задуматься над рациональным их использованием. Ведь человечество потребляет миллиарды тонн минерального сырья, топлива, воды, биомассы, атмосферного кислорода, а в готовый продукт переходит лишь 1 % затраченных природных ресурсов.

Всем известно крылатое выражение Д.И. Менделеева, что "сжигать нефть в топках — это все равно, что топить печь ассигнациями". Это в равной степени относится и к газу. Очень верно писал об этом американский ученый Ральф Лэпп: "Я считаю варварством сжигание уникального наследия Земли — углеводородов в форме нефти и природного газа. Сжигание этих молекулярных структур для получения тепла следует считать преступлением".

И все же человечество пока вынуждено сжигать бóльшую часть нефти и газа. Выход из сложившейся энергетической ситуации — это не только наращивание разведанных запасов нефти и газа и рациональное использование ископаемых ресурсов, но и разработка новых, безопасных технологий возобновляемых источников энергии, таких, как солнечная, термоядерная, искусственное получение водорода и другие. В ближайшие двадцать — тридцать лет уголь, нефть и газ останутся основой обеспечения энергией как у нас в стране, так и за рубежом, хотя технология получения и будет меняться.

Более 1/3 продукции мировой химической промышленности вырабатывается из нефтегазового сырья, на что расходуется около 10 % добываемой нефти и газа.

Нефть как топливо практически не используется. Она подвергается переработке и все получаемые из сырой нефти продукты можно разложить на две группы: идущие на непосредственное потребление или используемые как исходное сырье для химической промышленности. Различные способы переработки природного газа позволяют также получать исходное сырье для химической промышленности. В нефтяных природных газах содержится несколько сотен различных углеводородов, а число продуктов их переработки исчисляется тысячами.

Полимеризация — основной процесс получения синтетических веществ и материалов из промежуточных продуктов переработки нефти и газа. По методу, разработанному С.В. Лебедевым, впервые в нашей стране в 1932 г. было начато промышленное производство синтетического каучука, который смог заменить естественный каучук для все возрастающих потребностей резиновой промышленности. В первые годы сырьем для получения синтетического каучука служил этиловый (винный) спирт, вырабатываемый в то время из пищевых продуктов —

пшеницы, кукурузы, картофеля, сахарной свеклы. При этом на 1 т синтетического каучука расходовалось 2,3 т этилового спирта. На выработку 1 т этилового спирта тратилось 3,7 т зерновых злаков или 9,1 т картофеля. В настоящее время синтетический каучук получают из углеводородов нефти и газа. Путем полимеризации из углеводородов нефти и газа получают также смолы и пластмассы (полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, органическое стекло, фторопласт и др.), синтетические волокна (капрон, нейлон, лавсан и др.), кожезаменитель и т.п. Органические кислоты, лекарственные и душистые вещества, моющие средства, минеральные удобрения и ядохимикаты, спирты и красители путем различных способов переработки получают из нефти и газа.

Сейчас нельзя назвать ни одной отрасли промышленности, где бы не использовались продукты нефтехимии. Использование нефти и газа в качестве сырья для химической промышленности позволило значительно сократить применение сельскохозяйственных продуктов в технических целях. В свою очередь сокращение производства продукции сельским хозяйством для технических целей освобождает людские ресурсы и площади плодородных земель для производства продуктов питания.

Продукты переработки нефти и газа, идущие на непосредственное потребление, наибольшее применение находят в топливно-энергетической отрасли промышленности. Широко используются высокооктановые бензины, керосиновое, дизельное и реактивное топлива, мазут, газообразное и твердое топлива, масла и смазки, антифриз, изоляция и т.д. Природный газ в качестве топлива во многих сферах потребления вполне заменяет продукты переработки нефти, а зачастую он более эффективен и удобен в использовании. Кроме снижения расхода топлива переход на газ позволяет в ряде случаев повысить производительность труда, увеличить выпуск продукции и улучшить ее качество, улучшить условия труда.

Подача газа из значительно удаленных месторождений снижает экономическую эффективность.

Энергетическое направление в использовании нефти и природного газа до сих пор остается главным во всем мире. Потребность нашей страны в энергии на 3/4 удовлетворяется за счет нефти и газа. В соответствии с Энергетической программой СССР на период до 2000 г. нефть и газ все в меньшей степени будут использоваться в качестве котельного и печного топлива и в большей степени как технологическое сырье в химической промышленности.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Первые сведения об использовании нефти человеком доходят до нас из глубины веков. Древние египтяне применяли при бальзамировании асфальт (окисленную нефть). Нефтяные битумы использовались для приготовления строительных растворов и как смазка. Нефть являлась основой зажигательной смеси, известной как "греческий огонь". У южных побережий Каспийского моря нефть издавна применялась для освещения жилищ. Археологическими раскопками установлено, что за 6—4 тыс.лет до н.э. нефть добывалась на берегах Евфрата. Использовалась нефть и как лекарственное средство.

История нефтяной промышленности нашей страны теснейшим образом связана с бакинскими месторождениями нефти. В IV в. до н.э., по свидетельству древнеримского историка Плутарха, в войсках Александра Македонского применяли в светильниках нефть с Апшеронского полуострова. В первых столетиях нашей эры бакинская нефть была известна арабам и персам. В те далекие времена люди пользовались нефтью, выходящей на поверхность земли из расщелин и трещин. Затем для добычи нефти в местах ее неглубокого залегания начали использовать колодезный способ. Скапливающуюся в этих колодцах нефть извлекали с помощью бадей или бурдюков, поднимаемых простейшим приспособлением типа "ворот" вручную или конной тягой. Хранили нефть в глиняных сосудах или бурдюках и в них же транспортировали гужевым транспортом. Бакинская нефть доставлялась даже в Багдад.

В XVII в. возрастает спрос на нефть и появляются первые склады нефти. Нефть хранилась в земляных ямах-амбарах глубиной 4—5 м, устроенных в глинистых грунтах, или, позднее, в подземных каменных амбарах, зацементированных особым цементом и перекрытых каменными сводчатыми крышами. Такой способ хранения нефти был до второй половины XIX столетия.

В 1723 г. в Москве по приказу Петра Первого бакинская нефть была подвергнута перегонке в Главной московской аптеке для изготовления лекарственных бальзамов. В 1745 г. архангельский купец Федор Прядунов построил первый в мире нефтеперегонный завод, на котором получали осветительную жидкость (керосин). До 1000 пудов керосина в год отправляли в Москву. Но в то время осветительная жидкость не нашла спроса.

В 1823 г. на Кавказе вблизи крепости Моздок крепостные крестьяне братья Дубинины соорудили завод по перегонке нефти. На этом перегонном заводе получили светлую прозрачную осветительную жидкость — фотоген (от греческого "фотос" — свет, "гениао" — произвожу), а в остатке — густую грязно-черную жидкость. За остатком закрепилось

арабское слово "макзулат" — отброс, которое со временем преобразовалось в "мазут".

Изобретение Игнатием Лукасевичем керосиновой лампы и ее широкое распространение по всему миру резко увеличило спрос на осветительную жидкость, за которой укрепилось название "керосин" (от английского "керозен" — под этим названием позднее из Америки доставляли в Россию керосин).

Начало нефтяной промышленности связывают с появлением механического бурения скважин на нефть (впервые в США в 1859 г.). В России годом рождения отечественной нефтяной промышленности считают 1864 год. В 1964 г. наша страна торжественно отметила 100-летие отечественной нефтяной промышленности. Именно в 1864 г. на Северном Кавказе в долине реки Кудако (на Тамани) были пробурены первые нефтяные скважины с применением ударного бурения. В 1866 г. одна из этих скважин дала фонтан с начальным дебитом нефти около 200 т в сутки. Бурение нефтяных скважин в России получает развитие начиная с 70-х годов XIX в. Об этом можно судить по таким данным. Если в 1872 г. в районе Баку эксплуатировались только две нефтяные скважины, то в 1873 г. — 17, в 1874 г. — 50, а в 1877 г. — 296 скважин. С дальнейшим совершенствованием процесса бурения, развития и внедрения механизированных способов бурения растет глубина скважин. Так, в районе Баку средняя глубина скважин составляла: в 1873 г. — 22 м, в 1883 г. — 59, в 1893 г. — 114 м. К началу XX в. в этом же районе уже бурили скважины глубиной до 300 м. С увеличением числа скважин и их глубины росла и добыча нефти.

Нефть в дореволюционной России добывали в районе г. Баку (Апшеронский полуостров), на Северном Кавказе (Грозный, Майкоп), а также в Эмбенском районе. Но основной объем добычи нефти был сосредоточен в районе г. Баку на Апшеронском полуострове. Несмотря на достаточно высокий уровень добычи нефти, эксплуатация нефтяных месторождений в царской России велась хищническим путем. Появившиеся в районе Баку крупные нефтепромышленные фирмы, конкурирующие между собой, в погоне за максимальными прибылями бессистемно, хаотически разрабатывали месторождения, хранение нефти в открытых ямах — амбарах вело к большим потерям и частым пожарам. Кроме фонтанной добычи единственным механизированным методом добычи нефти было тартание, т.е. добыча с помощью желонки. Желонка — это длинное ведерко малого диаметра с открывающимся внутрь донным клапаном, свободно проходящее в скважину. При подъеме желонки клапан опускался, плотно закрывая вход, и порция нефти поднималась на поверхность. В 1913 г. с помощью подобных желонок в России было добыто 95 % всей нефти.

Вначале при перегонке нефти только керосин находил применение, а более легкие фракции нефти, получившие название "бензин"

(от искаженного арабского "любензави" – горючее вещество), и мазут оставались ненужными продуктами.

В 1866 г. А.И. Шпатаковский изобрел паровую форсунку для сжигания мазута, а в 1880 г. В.Г. Шухов ее значительно усовершенствовал. В этой форсунке вытекающий по узкому каналу мазут распыляется водяным паром в мельчайшую пыль. Распыленный мазут в топке испаряется, хорошо смешивается с воздухом и полностью сгорает. Распыление жидких топлив при помощи пара оказалось настолько эффективным, что такие форсунки используются в наше время наряду с воздушными и механическими.

Изобретение нефтяной форсунки имело огромное значение в развитии техники, оно положило конец бессмысленному уничтожению больших количеств высококалорийного топлива.

По предложению Д.И. Менделеева в 1887 г. были переведены на нефтяное топливо первые суда морского флота миноносцы "Сова" и "Лука". Об эффективности использования жидкого топлива говорит общеизвестный пример перевода английского военного флота в первую мировую войну с угля на нефтяное топливо. Это мероприятие на треть повысило боевую мощь английского флота, при этом не было построено дополнительно ни одного корабля.

Сжигание мазута в топках – это не лучшее его применение. В 1823 г. при консультации Д.И. Менделеева строится около Ярославля первый в мире завод по получению смазочных масел из мазута. В 1890 г. В.Г. Шухов предложил способ расщепления сложных углеводородов мазута и получения светлых нефтепродуктов. Этот способ получил название "термический крекинг" (английское слово "крекинг" – расщепление) и успешно применяется в наше время.

Эти примеры подчеркивают, что нефтяная промышленность развивалась не только за счет увеличения объемов добычи нефти, но и за счет более полной ее переработки.

Около ста лет бензин оставался опасным и ненужным продуктом. Только изобретение двигателя внутреннего сгорания русским изобретателем Огнеславом (Игнатием) Костовичем в 1879 г. положило начало промышленному использованию бензина. Г. Форд построил первые автомобили с карбюраторным двигателем. Если в 1886 г. в мире было четыре автомобиля, то в 1910 г. их число возросло до 10 млн. Спрос на бензин резко возрос.

Увеличение спроса на бензин, масло, мазут повлекло увеличение добычи нефти. С развитием добычи и переработки нефти старые способы транспортировки и хранения нефти и нефтепродуктов стали непригодны. Уже в 1872 г. мастерские Московско-Нижегородской железной дороги изготовили первые железнодорожные нефтеналивные вагоны-цистерны, которые начали эксплуатироваться на железнодорожной ветке Баку – Балахны.

Нефтеналивной транспорт появился на Волге и Каспии в 70-х годах XIX столетия. В 1873 г. начало нефтеналивному флоту положили парусная шхуна "Александр" и речная баржа братьев Н.И. и Д.И. Артемьевых с отделениями в трюмах для нефти, а в 1878 г. был построен первый в мире танкер — теплоход "Зороастр" грузоподъемностью 250 т. В это же время сооружаются две первые металлические нефтеналивные баржи по 560 т. Затем в 1882 г. отечественные инженеры создают танкер "Спаситель" — прототип современных танкеров, машинное отделение на котором было вынесено на корму. В дальнейшем строят самоходные баржи с двигателями внутреннего сгорания, теплоходы — электроходы "Вандал" (1903 г.) и "Сармат" (1904 г.) и т.д. Металлические нефтеналивные суда и баржи того времени были далеки от совершенства.

В.Г. Шухов применил созданную им теорию работы балки на упругом основании к постройке железных нефтеналивных барж. Им построены классические конструкции металлических плавающих гигантов — нефтеналивных барж длиной до 170 м, грузоподъемностью 18 тыс. т.

К 1909 г. на Волге плавало более 16 тыс. наливных судов общей грузоподъемностью около 3,5 млн.т. Утечки и потери нефти и нефтепродуктов, составлявшие при перевозках в бочках 7—10 %, сократились до 2 %, а стоимость перевозок нефти снизилась в 10 раз.

В нефтяной промышленности узким местом как в отношении пропускной способности, так и стоимости была доставка нефти в бочках с промыслов на заводы. Еще в 1863 г. Д.И. Менделеев высказал мысль о целесообразности перекачки нефти по трубам, подобно воде, а в 1879 г. В.Г. Шухов спроектировал и построил для фирмы "Бр. Нобель" первый в России нефтепровод с Балашихинского промысла на нефтеперегонные заводы в Черном Городе (район г. Баку) длиной около 10 км и диаметром 3".

К 1883 г. общая длина нефтепроводов в Бакинском районе достигла 96 км, а в 1895 г. — 317 км.

В это же время возникают и первые нефтебазы, оборудованные резервуарными парками, трубопроводными сетями, паровыми насосами, сливоналивными устройствами и т.д.

Первый стальной вертикальный цилиндрический клепаный резервуар был построен В.Г. Шуховым в 1878 г. По инициативе В.Г. Шухова в 1878—1880 гг. были спроектированы и построены первые в мире "горячие" нефтепродуктопроводы, по которым для снижения вязкости перекачивали подогретый мазут.

В 1912 г. был построен первый железобетонный резервуар в районе г. Баку для хранения нефти.

Первый в России магистральный керосинопровод, который в то время был и самым крупным в мире, для подачи керосина от бакинских нефтеперегонных заводов до порта Батуми на Черном море был сдан в эксплуатацию в 1907 г. Этот керосинопровод был построен из

труб диаметром 200 мм и имел протяженность 853 км. Затем были построены нефтепроводы на Северном Кавказе: Майкоп — Туапсе (128 км), Грозный — Махачкала (ранее Петровск — 162 км). До 1917 г. для транспорта нефти и нефтепродуктов были построены трубопроводы общей протяженностью 1147 км.

То обстоятельство, что началом русской нефтяной промышленности является Бакинский нефтяной район, на значительное время определило основное направление развития нефтяного транспорта и нефтебазового хозяйства. Нефть транспортировалась великой русской водной магистралью: Каспийское море — Волга с притоками Ока и Кама — Мариинская система — Нева. В этом районе и расположились основные нефтяные базы, снабжавшие большую часть страны.

Необходимо отметить большой вклад в развитие нефтяной промышленности отечественных ученых Д.И. Менделеева, В.Г. Шухова, И.М. Губкина. Д.И. Менделеев вошел в историю отечественной и мировой науки своими работами в области химии. Однако при всей своей научной многогранной деятельности он много сделал и для развития отечественной нефтяной промышленности. По инициативе Д.И. Менделеева был построен первый в России нефтепровод. Он был инициатором разностороннего использования нефти как химического сырья, а не в качестве топлива. Начиная с 60-х годов прошлого века Д.И. Менделеев неоднократно приезжал на Бакинские нефтяные промыслы для консультаций.

В.Г. Шухов произвел расчеты и руководил строительством первого в России нефтепровода, первым в мире предложил новый процесс переработки нефти — крекинг-процесс. Под руководством В.Г. Шухова была спроектирована и построена первая в России современная по конструкции стальная нефтеналивная баржа, осуществлена постройка первых клепаных стальных резервуаров для хранения нефти. Предложенное В.Г. Шуховым решение об оптимизации размеров резервуаров для нефти не потеряло своего значения до настоящего времени. Ему принадлежит остроумное и простое решение увеличения пропускной способности действующих нефтепроводов и вообще трубопроводов путем устройства параллельного ответвления трубы на некотором ограниченном участке трубопровода. Академик Л.С. Лейбензон совершенно справедливо назвал В.Г. Шухова основоположником нефтяной гидравлики.

С именем И.М. Губкина связана история развития всех основных месторождений нашей страны. Геологические исследования нефтяных месторождений Азербайджана И.М. Губкин начал проводить уже с 1913 г. И.М. Губкин провел основную работу по открытию и правильной оценке Майкопского месторождения. Он научно предсказал наличие крупнейших месторождений в Урало-Волжском регионе, что впоследствии подтвердила практика.

Первая мировая и гражданская войны привели к тому, что к 1920 г. добыча нефти в России сократилась до 3,8 млн.т в год, и потребовались большие усилия молодого Советского государства для восстановления и развития отечественной нефтяной промышленности. 20 июня 1918 г. В.И. Ленин подписал Декрет Совета Народных Комиссаров "О национализации нефтяной промышленности". В.И. Ленин уделял большое внимание нефтяной промышленности. По инициативе В.И. Ленина в нашей стране началась подготовка специалистов-нефтяников. В 1920 г. по поручению правительства И.М. Губкин организовал в Московской горной академии первую в стране нефтяную кафедру, выросшую в дальнейшем в нефтяной факультет. На базе этого факультета в 1930 г. был создан Московский нефтяной институт.

В конце 1921 г. состоялся I Всероссийский съезд нефтяников, наметивший конкретный план восстановления и дальнейшего развития нефтяной промышленности. На съезде были рассмотрены и одобрены меры по внедрению достижений науки и техники в нефтяную промышленность, в том числе по переходу от ударного бурения к вращательному, к более современным способам добычи нефти; по электрификации нефтяных районов, улучшению транспортировки нефти и строительства нефтепроводов. По инициативе В.И. Ленина нефтяная промышленность в 1922 г. была переведена на хозяйственный расчет специальным декретом Совнаркома, что способствовало росту производительности труда, организационному укреплению и развитию инициативы работников нефтяной промышленности.

В результате принятых мер на Бакинских промыслах уже в 1924 г. работало 70 станков роторного бурения, при этом около 65 % буровых станков работало на электроэнергии. Производительность труда в бурении к 1924 г. выросла в 4 раза по сравнению с 1921 г. Одновременно с увеличением добычи нефти в старых нефтяных районах по инициативе В.И. Ленина были начаты геологические изыскания в новых районах страны – между Волгой и Уралом.

Эти изыскания, которые проводил Геологический комитет под руководством И.М. Губкина, привели к созданию Второго Баку – открытию новых крупных месторождений нефти на территории Татарии, Башкирии и Куйбышевской области. Эти новые месторождения имели огромное значение для развития отечественной нефтяной промышленности. При разработке плана ГОЭЛРО большое внимание уделялось программе увеличения добычи топлива, которое является основной базой энергетики.

Важное место в плане ГОЭЛРО отводилось нефти. При этом доля нефти как топлива в топливном балансе страны предусматривалась не более 10–11 %, большие задания по ее добыче определялись необходимостью получения моторного топлива для двигателей внутреннего сгорания и важным значением нефти как сырья для химической промышленности.

В годы первых пятилеток продолжалась интенсивная работа по разведке новых месторождений, бурению скважин, обустройству промыслов и строительству нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. В конце 20-х — начале 30-х годов началось активное освоение восточных нефтяных районов нашей страны. В 1929 г. была получена первая нефть из месторождения в районе Чусовские Городки в Пермской области. В 1932 г. в районе небольшой деревни Ишимбаево на юге Башкирской АССР начала фонтанировать первая нефтяная скважина. С этого времени начала свое развитие нефтяная промышленность Башкирии. На месте небольшой башкирской деревни вырос город Ишимбай, в Уфе и Ишимбае построены нефтеперерабатывающие заводы, а также нефтепровод Уфа — Ишимбай. В эти годы резко увеличился объем разведочных работ на нефть в Урало-Поволжском регионе на территории Башкирии, Куйбышевской и Пермской областей.

В период от Великой Октябрьской революции до Великой Отечественной войны основные нефтяные ресурсы нашей страны были сосредоточены в районах Баку, Грозного и Майкопа. Поэтому основная масса нефтегрузов в этот период приходилась на транспортные артерии Каспия, Волги, Северного Кавказа и Закавказья, и для их разгрузки были сооружены нефтепроводы Баку — Батуми, Грозный — Туапсе и ряд других.

В годы предвоенных пятилеток в СССР была создана мощная нефтяная промышленность, обеспечивающая народное хозяйство страны требуемым количеством нефти и нефтепродуктов. В эти годы основной нефтяной базой страны оставался Азербайджан, где добывалось 70 % всей нефти. В Баку были построены мощные нефтеперерабатывающие заводы, усовершенствованы методы бурения скважин и добычи нефти.

Создание в предвоенные годы между Волгой и Уралом новой крупной нефтяной базы — Второго Баку способствовало приближению источников нефти к потребителям, комплексному развитию экономики, сокращению транспортных расходов на перевозку нефтегрузов и укреплению обороноспособности страны.

К 1939 г. на территории Второго Баку было открыто 12 месторождений, в Куйбышевской, Оренбургской, Саратовской областях и Татарской АССР вели поиск нефти 19 геологических партий.

В предвоенные годы одновременно с поиском месторождений нефти и развитием ее добычи шло интенсивное строительство нефтеперерабатывающих заводов и сооружение магистральных трубопроводов для транспортировки нефти на значительные расстояния.

XVIII съезд нашей партии потребовал всемерно развивать нефтяную и угольную отрасли промышленности, являющиеся топливной базой всего народного хозяйства страны, увеличить промышленные запасы нефти, внедрить в широких масштабах вращательное бурение, комп-

рессорный и глубинно-насосный способы добычи нефти. В предвоенные годы был изобретен турбобур для бурения скважин.

Резко возрос объем работ по проектированию и строительству резервуаров разных типов и конструкций. В 1932 г. был утвержден первый стандарт (ОСТ 5125) на стальные клепаные вертикальные резервуары вместимостью до 10 560 м^3. Этот ОСТ положил начало стандартизации в нефтяном резервуаростроении и действовал до 1944 г.

Начиная с 1938 г. довольно широко стали применять в нефтяной промышленности сварные металлические резервуары большой вместимости. Уже в 1929 г. В.П. Вологдин заложил основы индустриализации строительства резервуаров, предложив сваривать отдельные пояса на заводе и сворачивать их в рулоны для перевозки на место монтажа. Институт электросварки им. акад. Е.О. Патона (Г.В. Раевский и др.) в 1944—1951 гг. продолжил работы по индустриализации монтажа сварных вертикальных резервуаров, и в 1949 г. был успешно проведен промышленный опыт изготовления корпуса резервуара вместимостью 4600 м^3 в заводских условиях в виде рулонов, а также монтажа этого резервуара.

Но полной реализации намеченных планов развития нефтяной промышленности на 1937—1942 гг. помешало вероломное нападение фашистской Германии на нашу страну.

Для обеспечения действующей армии, народного хозяйства страны достаточным количеством нефтепродуктов потребовалось всемерно увеличить добычу нефти в старых нефтяных районах юга страны и быстро наращивать ее добычу в районах Второго Баку и восточных районах страны. В эти районы была направлена почти половина всех капиталовложений в нефтяную промышленность. В годы войны коллективы башкирских нефтеперерабатывающих заводов успешно решили проблемы по обессоливанию нефтей Второго Баку, по производству авиационного бензина из сернистых нефтей, в районах Второго Баку было внедрено турбинное бурение. В тяжелом для нашей страны 1942 г., когда основные месторождения Северного Кавказа и Баку были отрезаны врагом, большую роль в обеспечении фронта горючим сыграли нефтяные районы Урало-Поволжской зоны. В годы Великой Отечественной войны благодаря активной геологической разведке в Урало-Поволжском регионе были открыты новые крупные месторождения нефти. В 1943 г. в районе Жигулевских гор на Волге (Куйбышевская область) впервые была получена промышленная нефть с большим дебитом с девонских горизонтов. Год спустя, в сентябре 1944 г. вблизи небольшой деревни Нарышево (район г. Туймазы Башкирской АССР) из скважины № 100 забил мощный нефтяной фонтан из пластов девонских горизонтов.

Во время Великой Отечественной войны, кроме нефтепродуктопро-

вода Астрахань — Саратов, было завершено строительство (1942 г.) нефтепровода Оха — Софийское, который продлили впоследствии до Комсомольска-на-Амуре.

Особую роль в обороне и прорыве блокады Ленинграда сыграл бензопровод через Ладожское озеро, сооруженный из 100-мм бурильных труб сваркой. Его длина 28 км. Всего к окончанию войны в эксплуатации находилось около 4 тыс. км магистральных нефтепроводов.

Быстро развивающемуся народному хозяйству нашей страны требовалось все больше и больше энергии в виде электроэнергии, угля, нефти, моторных топлив для двигателей, природного газа. Добыча нефти и газа в нашей стране в послевоенные годы быстро увеличивалась.

Открытие девонских месторождений нефти выдвинуло в середине 40-х годов Туймазинский нефтяной район в основной центр добычи нефти в нашей стране. Однако вскоре еще более мощные нефтяные месторождения были открыты на территории соседней с Башкирией Татарской АССР. Первые нефтяные месторождения в Татарии были открыты в районе поселка Шугурово в 1945 г., а в районе поселка Бавлы в 1948 г. Но развитие большой татарской нефти началось с открытия Ромашкинского месторождения. В 1949 г. около деревни Ромашкино впервые из пробуренной разведочной скважины № 3 ударил нефтяной фонтан, положивший начало разработке Ромашкинского месторождения на юго-востоке Татарской АССР. По мере развития разработки нефтяных месторождений в Урало-Поволжском регионе (в Татарии, Башкирии, Куйбышевской и Пермской областях) в последующие 10 лет наблюдался быстрый рост уровня добычи нефти. В 60-е годы начался новый этап — освоение месторождений Западно-Сибирского нефтегазового региона (Тюменская область и север Томской области).

Параллельно с развитием добычи нефти строились новые магистральные нефтепроводы для подачи нефти от места добычи на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) и магистральные нефтепродуктопроводы от НПЗ к потребителям. Для переработки непрерывно возрастающих объемов нефти реконструировали и расширяли действующие и строили новые нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы и комбинаты.

В настоящее время в нашей стране действуют такие магистральные нефтепроводы, как система нефтепроводов "Дружба" из Поволжья на запад нашей страны и далее в социалистические страны Восточной Европы; нефтепроводы Нижневартовск — Куйбышев, Нижневартовск — Альметьевск, Сургут — Полоцк, Нижневартовск — Анжеро-Судженск — Иркутск; система нефтепроводов Альметьевск — Горький — Москва, система нефтепроводов Уфа — Омск и ряд других.

В дальнейшем будет продолжаться сооружение нефтепроводов главным образом для доставки нефти из северных районов Тюменской области.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И СОСТОЯНИЕ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Выходы горючего природного газа на поверхность земли и горящие факелы были известны людям давно. Они встречались в Китае, на острове Ява, в Персии, Бухаре, на территории Азербайджана между Арменией и Колхидой. Из всех известных горящих источников самыми мощными считались бакинские огни. Огромные, горящие из земли и негаснущие факелы становились в те далекие времена предметами культового поклонения людей. На местах выхода природного газа строили монастыри, куда стекались паломники из далеких стран.

Природный газ использовался уже в те далекие времена и для хозяйственных нужд. В Китае за 200 лет до н.э. были пробиты первые бамбуковые скважины для газа, который применялся для освещения, отопления и выварки соли. В XIV в. на Апшеронском полуострове газ использовался для отопления, освещения, приготовления пищи и обжига извести.

Подавать газ на большие расстояния с мест его выхода из земли люди еще не умели. Поэтому единичные источники газа и частичное его использование не могли существенно влиять на жизнь общества.

Открытые в конце XVIII в. способы получения искусственного газа непосредственно у мест потребления положили начало его широкому использованию. Впервые английский ученый Мердок осветил искусственным газом свой дом и машиностроительный завод в Бирмингеме. Опыт оказался удачным, и он предложил газовое освещение Лондона. Но даже для таких современников, как Вальтер Скотт и Наполеон, эта идея казалась "чудачеством" и "глупостью".

Первоначальное использование искусственного газа для освещения закрепило за ним название "светильный газ".

Уже в то время появилось первое технологическое оборудование систем газоснабжения — газовые счетчики, газгольдеры, фильтры, запорные устройства. Появились горелки с предварительным подогревом сжигаемого газа и воздуха теплом отходящих продуктов сгорания. В 80-х годах прошлого столетия были изобретены газокалильные горелки, в которых накалялись колпачки из хлопчатобумажной сетки, пропитанной солями тория, цезия или некоторых других металлов, и создавали ослепительно яркий свет, освещая значительное пространство.

В России в 20-х годах прошлого столетия начали освещать газом отдельные фабрики, но начало промышленного использования светильного газа следует отнести к 1835 г., когда в Петербурге был построен первый газовый завод. В 1870 г. в Петербурге было построено пять газовых заводов с общей производительностью 30 млн.м^3 в год. Газ в основном шел на освещение улиц, торговых помещений, учреждений и только небольшая его часть подавалась в квартиры центра города. В Москве газовый завод был построен в 1865 г. на берегу р. Яузы.

Инв. № 57370
Ухтинский УНИ

Завод этот расширялся и реконструировался и работал почти сто лет до 1957 г. В 1885 г. в Харькове при Политехническом институте был также построен газовый завод для обучения студентов и освещения института.

К началу первой мировой войны практически все крупные и средние города в поясах умеренного климата и некоторые города в тропиках располагали широкой газораспределительной сетью, которая гарантировала бесперебойное снабжение газообразным топливом постоянного состава потребителей.

Практически во всех городах газ был искусственный, получаемый в основном из каменного угля. На газовых заводах в горизонтальных или вертикальных ретортах уголь подвергался частичному термическому крекингу. В результате получали твердый остаток и горючий газ. Твердый остаток, или газовый кокс, использовали для отопления котлов и печей, а горючий газ после очистки и соответствующей обработки идеальным топливом подавался потребителям.

Понятно, что затраты на коксовую переработку угля были значительны, а следовательно, и получаемые продукты были дороже исходного угля. По этой причине газ, как правило, применялся в областях бесспорного преимущества над другими видами топлива. Появление в конце века дешевой и эффективной электроэнергии привело к снижению производства светильного газа. Разработка новых технологий и методов получения искусственного газа позволили снизить его себестоимость.

Искусственный газ стали получать не только из твердых топлив: угля, торфа, кокса, дров, но и из жидких нефтяных топлив. Появилось несколько сотен установок по переработке лигроина в Великобритании, Японии, Франции, ФРГ, Италии и США, на которых получался искусственный газ.

Еще в 1888 г. Д.И. Менделеев в статье "Будущая сила, покоящаяся на берегах Донца" впервые в мире теоретически обосновал возможность подземной газификации каменного угля. В 1931 г. вопрос о подземной газификации рассматривался в ЦК ВКП (б) и была организована специальная комиссия и создан трест Подземгаз. Были построены станции подземной газификации.

Возможно, и сегодня многие страны применяли бы для газификации искусственные газы, но открытие в трех крупных районах земного шара с высокой концентрацией промышленности — СССР, США и Канаде экономически выгодных запасов природного газа положило начало перевода системы газоснабжения во всем мире на природный газ. Единственной крупной индустриальной страной, в которой основное газоснабжение не перешло с искусственного газа на природный, является Япония. Однако и в Японии некоторые районы переведены на природный газ, импортируемый в сжиженном состоянии.

В конце XIX в. открытия месторождений природного газа носили случайный характер при бурении скважин на воду, а позднее — и на нефть. Известно, что в 1840 г. при бурении скважины на воду в районе Астрахани на глубине 112 м вместе с водой стал выделяться газ, содержащий сероводород. Сильный специфический запах сероводорода заставил поспешно закрыть скважину. Неоднократно наблюдались газовыделения при бурении скважин на воду в районах Астрахани, Мелитополя, Саратова, Апшеронского полуострова. В 1906 г. около г. Саратова при бурении артезианского колодца загорелся газовый факел. Хозяин хутора купец Мельников построил стекольный и кирпичный заводы, используя в качестве топлива природный газ. Стекольный завод продолжал работать и после революции. В начале века строится стекольный завод в районе Дербента.

Быструю и широкую популярность завоевал природный газ в Северной Америке. Еще в 70-х годах прошлого столетия там началась промышленная добыча природного газа и транспортировка по трубам на сотни километров к местам потребления.

В России до революции специальными поисками газовых месторождений не занимались, а природный газ добывался в основном вместе с нефтью. К началу 30-х годов в нашей стране были хорошо изучены только четыре месторождения — Дагестанские Огни, Мельниковское в Саратовском Заволжье, Ставропольское и Мелитопольское.

Значение природного газа явно недооценивалось. Интересовались месторождениями, содержащими гелий. Гелий использовался для наполнения дирижаблей и аэростатов, а наиболее дешевый способ его получения — это извлечение из природного газа.

С целью привлечь внимание государственных органов к природному газу в 1931 г. под председательством А.Е. Ферсмана и И.М. Губкина Вторая Всероссийская газовая конференция впервые рассмотрела вопрос о широком использовании природного газа в быту и промышленности.

В Постановлении СНК СССР и ЦК ВКП (б), принятом в 1935 г. "О генеральном плане реконструкции г. Москвы", предусматривалась подача природного газа в Москву к 1945 г. до 600 млн. $м^3$ в год.

Первый газопровод в СССР (диаметром 200 мм, протяженностью 68 км) был построен в 1940—1941 гг. в Западной Украине от Дашавского газового месторождения до г. Львова.

В годы Великой Отечественной войны были открыты и введены в эксплуатацию газовые месторождения: в 1942 г. Елшано-Курдюмское (вблизи Саратова), в 1943 г. в Куйбышевской и Оренбургской областях. Построены газопроводы Похвистнево — Куйбышев, Вой-Воне — Ухта, Елшанка — Саратов, Бугуруслан — Куйбышев, Курдюм — Князевка. Эти газопроводы строились из труб диаметром 250—300 мм. В 1944 г., когда еще шла Великая Отечественная война, началось строи-

тельство магистрального газопровода Саратов — Москва протяженностью 800 км из труб диаметром 325 мм. Строительство газопровода было закончено в 1946 г.

С 50-х годов начался быстрый рост в развитии отечественной газовой промышленности. Он связан с открытием и введением в эксплуатацию новых газовых и газоконденсатных месторождений на Северном Кавказе (Краснодарский и Ставропольский края), в Средней Азии (Газлинское и другие месторождения). Для подачи газа к центрам потребления и переработки в этот период был построен ряд магистральных газопроводов условным диаметром от 300 до 1000 мм. Для подачи газа из западных районов Украины в центральные промышленные районы в начале 50-х годов был построен газопровод Дашава — Киев — Брянск — Москва из труб диаметром 529 мм. Но особенно бурное развитие строительство магистральных газопроводов получает в конце 50-х — начале 60-х годов. Для подачи потоков газа из районов Северного Кавказа была построена система газопроводов Северный Кавказ — Центр с ответвлением магистрального газопровода Серпухов — Ленинград, а с газовых месторождений Средней Азии — система газопроводов Бухара — Урал и Средняя Азия — Центр. Если общая протяженность магистральных газопроводов в 1950 г. составляла всего 2300 км, то уже в 1960 г. — 21 тыс. км, а в 1970 г. — 67500 км. Это значит, что если в первом десятилетии 1950—1960 гг. в среднем в год строили 1870 км, то во втором десятилетии уже по 4650 км в год.

Дальнейшее развитие газовая промышленность получила после введения в эксплуатацию газовых и газоконденсатных месторождений в районе Оренбурга и Западной Сибири. Особенно перспективными оказались северные районы Тюменской области. В 1953 г. в этом регионе было открыто Березовское газовое месторождение. В 1965 г. был построен первый северный газопровод Игрим — Серов, через который газ Березовского месторождения поступил на промышленные предприятия Северного Урала. Впоследствии было открыто газовое месторождение Медвежье (Ямало-Ненецкий автономный округ). Освоение этого месторождения началось в мае 1972 г., а уже в 1978 г. была достигнута его проектная мощность. Следующим этапом освоения газовых богатств Западной Сибири было освоение мощного Уренгойского месторождения, первые скважины которого вступили в эксплуатацию в 1976 г. В настоящее время Уренгойское месторождение уже достигло своей проектной мощности. Был введен в эксплуатацию и ряд других газовых месторождений севера Тюменской области. В одиннадцатой пятилетке началось освоение еще более северного Ямбургского месторождения. Введение в эксплуатацию указанных мощных месторождений газа вывело Западно-Сибирский нефтегазовый регион в разряд основных не только по добыче нефти, но и газа.

Для подачи газа в центральные, западные и другие регионы страны

за 1970—1985 гг. были построены мощные системы магистральных газопроводов. Так за 1981—1985 гг. были построены 42 тыс. км магистральных газопроводов, причем часть из них имеют диаметр 1420 км и давление 7,5 МПа. Общая протяженность магистральных газопроводов в нашей стране составила на 1 января 1986 г. 174 тыс. км. Основу газотранспортной системы, введенной в эксплуатацию в одиннадцатой пятилетке (1981—1985 гг.), составляет шестиниточная система газопроводов из Уренгоя в западные и центральные районы СССР. Каждая нитка этой системы имеет диаметр труб 1420 мм и по ней транспортируют газ под давлением 7,5 МПа. Среди этих газопроводов большое значение имеет экспортный газопровод Уренгой — Помары — Ужгород.

В связи с открытием и вводом в эксплуатацию новых месторождений быстро росла добыча газа и увеличивалась протяженность магистральных газопроводов для доставки этого газа потребителям.

В настоящее время в СССР действует Единая система газоснабжения. Основные потоки природного газа поступают с месторождений севера Тюменской области (Уренгой, Медвежье) по системе многониточных газопроводов диаметром 1420 мм с рабочим давлением 7,5 МПа по трем основным направлениям: северное (Уренгой — Надым — Ухта — Торжок) для снабжения потребителей северо-западных районов страны, Белоруссии, Центра, Прибалтики; центральное (Уренгой — Надым — Пунга, Нижняя Тура — Центр) для подачи тюменского газа Уральскому, Поволжскому, Волго-Вятскому и Центральному районам; южное (Уренгой — Сургут — Челябинск — Петровск) для снабжения газом районов Западной Сибири, Южного Урала, Среднего Поволжья.

Энергетическая программа страны на длительную перспективу предусматривает, что добыча и использование природного газа будут интенсивно развиваться в предстоящие годы и на период до 2000 г. для более полного удовлетворения потребности народного хозяйства в энергии. Основным центром добычи газа в период до 2000 г. останется добыча газа на Ямбургском месторождении.

ПУТЬ НЕФТИ И ГАЗА ОТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДО ПОТРЕБИТЕЛЯ

Нефть поступает из недр земли по специально пробуренным до нефтяных продуктивных пластов эксплуатационным скважинам. Вместе с нефтью поднимаются на поверхность различные механические примеси (частицы породы, цемента), растворенный в нефти газ (попутный газ), вода и минеральные соли в виде кристаллов в нефти и раствора в воде. Присутствие воды с растворенными минеральными солями в нефти приводит к удорожанию транспорта в связи с возрастающими объемами транспортируемой жидкости, а также приводит к усиленной

коррозии металла трубопроводов и оборудования, затрудняет переработку нефти. Наличие механических примесей вызывает абразивный износ трубопроводов, нефтеперекачивающего оборудования, затрудняет переработку нефти. Легкие фракции нефти (попутный газ) являются ценным сырьем для нефтехимической промышленности. Поэтому необходимо стремиться не только к снижению потерь легких фракций из нефти, но и к сохранению всех углеводородов, извлекаемых из недр для последующей их переработки. Перед подачей нефти в магистральный трубопровод следует отделить механические примеси, воду, соли и попутный газ. Подготовку нефти к транспорту производят на промыслах. Сбор и подготовка нефти и попутного газа на площадях месторождений, начинающиеся с устья скважины и заканчивающиеся на установках подготовки нефти и газа, являются единой технологической системой. Нефть от группы скважин поступает на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). На этих установках замеряется количество нефти из каждой скважины. Здесь же нефть подвергают частичным дегазации (удалению газа) и обезвоживанию. Затем частично дегазированная и обезвоженная нефть поступает по трубопроводу на центральный пункт сбора (ЦПС). На ЦПС расположены установка комплексной подготовки нефти (УКПН) и установка подготовки воды (УПВ). На УКПН выполняют окончательную подготовку нефти, т.е. ее дегазацию, обезвоживание и очистку от механических примесей. Вода, выделенная из нефти, поступает на УПВ, где осуществляют ее необходимую подготовку и очистку. Подготовленная вода поступает на кустовые насосные станции (КНС), а оттуда под давлением до 20 МПа закачивается через специальные нагнетательные скважины в продуктивные нефтяные пласты. Закачка воды в пласт оказывает давление на нефть и вытесняет ее к забоям скважин, повышая дебит каждой скважины и продлевая период фонтанной эксплуатации. Попутный (нефтяной) газ, отделенный от нефти на УКПН, направляют для переработки по газопроводу на ГПЗ. Нефть, подготовленная на УКПН, поступает на головную насосную станцию, которая создает необходимое давление для обеспечения перемещения нефти по магистральному трубопроводу. Это давление в нефтепроводах достигает 6,4 МПа. Но по мере удаления от головной насосной станции за счет гидравлического сопротивления давление в нефтепроводе снижается. Поэтому обычно через каждые 100—150 км по трассе нефтепровода устанавливают промежуточные насосные станции (ПНС), которые и поддерживают необходимый режим транспортировки нефти по нефтепроводу. По магистральному нефтепроводу нефть поступает на НПЗ, где из нее получают различные нефтепродукты (бензин, керосин, дизельное топливо, мазут, различные масла). От НПЗ нефтепродукты различным транспортом — по нефтепродуктопроводам, железнодорожным, водным направляют на нефтебазы и затем к потребителям. По нефтепродуктопроводам обыч-

но транспортируют нефтепродукты со сравнительно небольшой вязкостью (бензин, керосин, дизельное топливо). Транспортировка по трубопроводам нефтепродуктов с большей вязкостью (например, мазута) связана с большими трудностями. Для снижения вязкости мазута его предварительно подогревают. Транспортировку мазута по трубопроводам осуществляют только на короткие расстояния (50—100 км). Часть нефтепродуктов транспортируют железнодорожным и водным транспортом (танкерами, баржами и в мелкой таре).

Взаимодействие основных объектов газовой промышленности выглядит следующим образом. Газ из продуктивных пластов под действием пластового давления поступает на поверхность земли из специально пробуренных скважин, называемых эксплуатационными газовыми скважинами. Газ, выходящий из эксплуатационных скважин, содержит механические примеси (твердые частицы породы, частицы ржавчины, частицы твердого цемента), влагу, конденсат (на газоконденсатных месторождениях), а также на некоторых месторождениях — сероводород и ценный инертный газ — гелий. Большое количество сероводорода содержат газы Оренбургского и Астраханского газовых месторождений. Поэтому газ перед подачей в магистральный газопровод подвергают специальной промысловой подготовке, для осуществления которой газ от скважин по трубопроводам — шлейфам поступает на установку предварительной подготовки газа (УППГ), а затем на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). На этих установках происходит очистка газа от механических примесей, удаление влаги из газа и отделение конденсата. Отделенный от газа конденсат направляют по трубопроводу на ГПЗ. При наличии в составе газа повышенных количеств сероводорода (5 % и более) и инертного газа — гелия газ перед подачей в магистральный газопровод поступает на ГПЗ, где его очищают от сероводорода и получают ценный инертный газ — гелий. Затем подготовленный газ направляют на головные сооружения и после этого на головную компрессорную станцию (ГКС). Назначение ГКС — создание начального давления в газопроводе до 7,5 МПа (в перспективе до 10—12 МПа) и подача в магистральный газопровод объема газа, отвечающего его пропускной способности. По трассе газопровода через каждые 100—150 км сооружают промежуточные компрессорные станции для поддержания необходимого давления по всей длине газопровода. В местах отвода от газопровода к населенным пунктам и промышленным предприятиям, а также в конце газопровода устанавливают газораспределительные станции (ГРС), которые выполняют несколько функций: снижают давление газа перед подачей его в городские сети и на промышленные предприятия; дополнительно очищают, одорируют, т.е. вводят в его состав резко пахучие вещества — одоризаторы. Вблизи крупных потребителей газа (города с многомиллионным населением, крупные промышленные районы) сооружают станции подземного хра-

нения газа (СПХГ). Назначение СПХГ — покрытие дефицита подачи газа в период его интенсивного потребления (например, в крупных городах в зимний период). На СПХГ в качестве собственно подземного хранилища используют полые и пористые пласты на глубинах 500—1000 м. В летний и весенний периоды, когда потребление газа для отопления резко сокращается, газ закачивают под большим давлением в подземные пласты. В зимний период при резком увеличении потребления газа последний забирают из подземного хранилища и подают в магистральный газопровод, компенсируя этим увеличение объемов потребления газа. После ГРС газ поступает к потребителям через газораспределительные пункты (ГРП) и местные газовые сети. Назначение ГРП — дальнейшее снижение газа до низкого давления (~0,003 МПа) и распределение его по сетям потребителей.

ГЛАВА 2

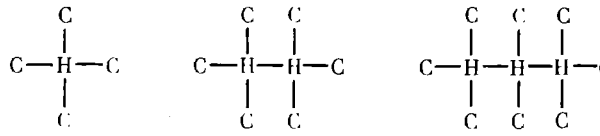
ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИИ, ДОБЫЧЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

ОСНОВНЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И ТОВАРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Нефть, газ и газовый конденсат представляют собой смеси различных углеводородов, т.е. химических соединений углерода и водорода, различающихся числом атомов углерода С и водорода Н в каждой молекуле и ее строением.

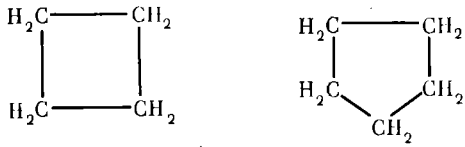
По строению молекул различают обычно следующие четыре группы (или ряда) углеводородов: парафиновые (или алканы), нафтеновые (или цикланы), ароматические (или арены) и олефиновые (или непредельные, ненасыщенные). Преобладание той или иной группы углеводородов в нефти (или нефтепродуктах), а также присутствие в них серо-, азот- или кислородсодержащих соединений придает им специфические свойства.

Парафиновые углеводороды (алканы) имеют общую формулу C_nH_{2n+2} (здесь n — число атомов). К парафиновым углеводородам относят хорошо известные компоненты природных газов: метан CH_4, этан C_2H_6, пропан C_3H_8, бутан C_4H_{10}, пентан C_5H_{12}. Как видно из рис. 1, каждый последующий углеводород парафинового ряда получается из предыдущего заменой крайнего в цепи атома водорода на метильную группу CH_3. В обычных условиях углеводороды от CH_4 до C_4H_{10} — газы, от C_5H_{12} до $C_{15}H_{32}$ — жидкости и входят в состав



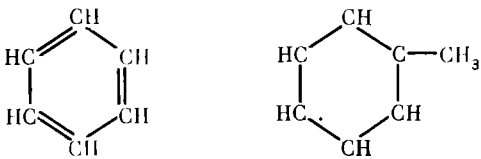
Метан Этан Пропан

Рис. 1. Строение парафиновых углеводородов



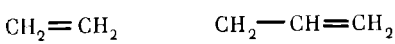
Циклобутан Циклопентан

Рис. 2. Строение нафтеновых углеводородов



Бензол Толуол

Рис. 3. Строение ароматических углеводородов бензольного ряда



Этилен Пропилен

Рис. 4. Строение олефиновых углеводородов

моторных топлив, а углеводороды от $C_{16}H_{34}$ и выше — твердые вещества, называемые парафинами.

Нафтеновые углеводороды (цикланы) имеют циклическое строение (рис. 2) и общую формулу C_nH_{2n}. Они входят в состав нефтей и газового конденсата.

Ароматические углеводороды (арены) имеют циклическое строение и общую формулу (для ряда бензолов) C_nH_{2n-6}. Циклическое строение ароматических углеводородов в отличие от нафтеновых характеризуется наличием двойных связей (рис. 3). Ароматические углеводороды являются ценным сырьем для нефтехимической промышленности и для получения высокооктановых бензинов.

Олефиновые (непредельные) углеводороды имеют общую формулу C_nH_{2n} и двойную связь в молекуле (рис. 4). Олефиновые углеводороды в нефтях не содержатся, а образуются в нефтепродуктах при некоторых процессах переработки нефти. Они являются сырьем для

производства таких продуктов, как полиэтилен, полипропилен, окиси этилена и др.

Рассмотрим более подробно некоторые свойства нефти, газа и газового конденсата.

Нефть — это горючая маслянистая жидкость. Цвет различных нефтей — от красно-коричневого до почти черного в зависимости от состава входящих в них углеводородов. Кроме углеводородов в нефтях может присутствовать небольшое количество примесей химических соединений, содержащих кислород, серу, азот, некоторые металлы, например ванадий в составе пятиокиси ванадия. Содержание углерода в нефтях составляет 82—87 % (по массе), водорода 11—15 %. Содержание кислорода может меняться для разных нефтей от следов до 2 %, серы — до 8 %, азота — до 1 %.

Плотность большинства нефтей находится в пределах 800—900 кг/м^3. Плотность нефтепродуктов различается более существенно и составляет (кг/м^3): бензинов 720—780, керосинов — 800—900, дизельных топлив — 840—900, масел — 890—940.

Вязкость (или внутреннее трение) нефтей — это свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой. Различают динамическую вязкость и кинематическую. Динамическая вязкость μ измеряется в Международной системе единиц (СИ) в паскаль-секундах (Па·с). Величина, обратная динамической вязкости, называется текучестью. Кинематическая вязкость ν измеряется в СИ в квадратных метрах на секунду (м^2/с).

Фракционный состав нефти определяется температурой выкипания из нее различных групп углеводородов и является важной характеристикой при получении из нее нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах. Установлено, что углеводороды, составляющие бензиновую фракцию, выкипают из нефти при температуре от 35 до 200° С, керосиновая фракция — от 200 до 300° С, соляровая фракция, являющаяся основой дизельного топлива, — от 300 до 350° С. При температуре выше 350° С в нефти остается наиболее тяжелый остаток — мазут. Указанные температуры выкипания отдельных фракций являются усредненными и могут меняться для различных нефтей. Различие в температуре кипения разных углеводородов зависит от числа атомов углерода в молекуле: чем больше углерода, тем выше температура кипения.

Организация безопасной работы нефтяных и газовых предприятий основана на знании основных свойств газа, нефти и нефтепродуктов. Газ, нефть, нефтепродукты обладают пожаро- и взрывоопасными свойствами, а некоторые из них обладают вредными (токсичными) свойствами. Большинство нефтей и нефтепродуктов относится к группе горючих веществ, т.е. таких, которые способны к самостоятельному горению в воздухе после удаления источника зажигания. По степени огне-

опасности нефтепродукты классифицируются в зависимости от температуры вспышки и температуры воспламенения. Температура вспышки — самая низкая температура нефтепродукта, при которой над его поверхностью образуются пары или газы, способные вспыхивать в воздухе от источника зажигания, но скорость их образования еще недостаточна для устойчивого горения. Температура воспламенения — температура нефтепродукта, при которой выделение горючих паров или газов происходит с такой скоростью, что после воспламенения их от источника зажигания возникает устойчивое горение. Чем больше в нефтепродуктах легких углеводородов, тем ниже их температуры вспышки и воспламенения.

К легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ) относят нефтепродукты с температурой вспышки в закрытом тигле не выше 61° С. Нефтепродукты с температурой вспышки более 61° С относят к горючим жидкостям. В свою очередь ЛВЖ подразделяют на особо опасные, имеющие температуру вспышки ниже −18° С, постоянно опасные — с температурой вспышки от −18 до 23° С и опасные при повышенной температуре — с температурой вспышки от 23 до 61° С.

Для газов и паров группа горючести определяется по концентрационным пределам воспламенения и температуре самовоспламенения. Нижний (верхний) концентрационный предел воспламенения — это минимальное (максимальное) содержание горючего в смесях горючее вещество — окислительная среда, при котором возможно распространение пламени по смеси на неограниченное расстояние от источника зажигания. Температура самовоспламенения — самая низкая температура вещества, при которой происходит резкое увеличение скорости экзотермических реакций, заканчивающееся пламенным горением, т.е. вещество при этой температуре загорается при контакте с воздухом без источника зажигания. Эти показатели используются при классификации производств по пожароопасности, при расчете технологического оборудования, трубопроводов, вентиляционных систем и т.д.

К вредным веществам относятся вещества, которые при контакте с организмом человека могут вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания и отклонения в состоянии здоровья как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и будущих поколений. О степени вредности веществ можно судить по предельно допустимым концентрациям (ПДК) их в воздухе рабочей зоны. ПДК — это концентрация, которая при ежедневной работе в течение всего рабочего стажа не может вызвать заболевание или отклонения в состоянии здоровья. По степени воздействия на организм человека вредные вещества в промышленности по ГОСТ 12.1.007–76 подразделяются на четыре класса опасности. К первому классу (чрезвычайно опасные), как правило, относятся вещества с ПДК до 0,1 мг/м^3; ко второму (высокоопасные) —.от 0,1 до 1 мг/м^3, к третьему (уме-

Таблица 1

Показатели опасных свойств наиболее распространенных в нефтяной и газовой промышленности паров, газов и жидких веществ

Вещество	Температура вспышки, °С	Концентрационные объемные пределы воспламеняемости, %		Горючесть, воспламеняемость, взрывоопасность	ПДК, мг/м^3	Класс опасности	Относительная плотность газов (паров) по воздуху
		Нижний	Верхний				
Углеводороды алифатические предельные $C_1 - C_{10}$					300	4	
метан	–	5,28	15	ГГ			0,55
этан	–	3,07	15	ГГ			1,05
пропан	–	2,31	9,5	ГГ			1,56
н-бутан	–	1,5	8,5	ГГ			2,07
изобутан	–	1,81	8,4	ГГ			
Ацетилен	–	2,5	81	ВВ		2	0,91
Бензол	–11	1,43	6,7	ЛВЖ	5	2	2,77
Толуол	4	1,25	6,7	ЛВЖ	50	3	3,2
Этилен	–	3,11	32	ВВ			0,97
Ацетон	–18	2,10	13	ЛВЖ	200	4	2
Метиловый спирт	8	6,7	34,7	ЛВЖ	5	3	1,11
Этиленгликоль	112	4,29	6,35	ГЖ			2,15
Этиловый спирт	13	3,61	19	ЛВЖ	1000	4	1,6
1,2-Дихлорэтан	12	4,6	16	ЛВЖ	10	2	3,4
Сероводород	–	4	46	ГГ	10	2	1,19
Сероуглерод	–43	1,33	50	ЛВЖ	1	2	2,6
Этилмеркаптан	–	2,8	18		1	2	0,832
Бензин							
А-72 (зимний)	–36	0,79	5,16	ЛВЖ	100	4	3,6
Аи-93 (летний)	–36	1,06		ЛВЖ	100	4	
Б-70	–34	0,79	5,16	ЛВЖ	100	4	3,65
Водород	–	4	75	ГГ	–	–	0,66
Дизельное топливо:							
зимнее	>35	0,61		ЛВЖ			
летнее	>40	0,52		ЛВЖ			
Керосин	>40	0,64		ЛВЖ	300	4	–
Уайт-спирит	>33	0,7		ЛВЖ	300	4	
Масло трансформаторное	150	0,29		ГЖ			
Тетраэтилсвинец					0,005	1	

Примечание. ВВ – взрывоопасные вещества; ГГ – горючие газы; ГЖ – горючие жидкости. Прочерки означают, что данный показатель не существует для данного вещества. Незаполненные графы свидетельствуют об отсутствии данных для этого вещества.

ренно опасные) — от 1,1 до 10 мг/м^3, к четвертому (малоопасные) — более 10 мг/м^3. При отнесении веществ к тому или иному классу опасности учитывается также средняя смертельная доза при попадании в желудок, при вдыхании и т.д. (табл. 1).

ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Геология — это наука о составе, строении и истории Земли. В настоящее время установлено существование внутри земного шара нескольких оболочек: литосферы, мантии и ядра. Литосфера — это внешняя твердая оболочка, распространяющаяся на глубину 50—70 км от поверхности Земли. Ниже литосферы расположена следующая оболочка — мантия, глубина которой до 2900 км. Наконец, в центральной части земного шара на глубине от 2900 до 6380 км расположено ядро. Все полезные ископаемые, в том числе нефть и газ, сосредоточены в верхней зоне земного шара — литосфере. Литосферу называют также земной корой. Земная кора сложена горными породами, различными по составу и свойствам. Горные породы, в свою очередь, состоят из минералов. Минералы — это природные химические соединения, представленные приблизительно однородными по составу и физическим свойствам телами и образующиеся при различных физико-химических процессах, протекающих в земной коре. Горные породы — это природные агрегатные минеральные соединения, возникшие в результате геологических процессов и слагающие земную кору в виде самостоятельных геологических тел. В зависимости от происхождения все горные породы принято разделять на магматические, осадочные и метаморфические. Магматические или изверженные горные породы — это горные породы обычно силикатного состава (кремнеземные), образующиеся в результате застывания и кристаллизации магмы. Осадочные горные породы — это породы, сформировавшиеся при осаждении главным образом в водной среде минеральных и органических веществ и последующем их уплотнении и изменении. Осадочные горные породы наиболее распространенные, так как они покрывают около 75 % всей земной поверхности и составляют около 10 % массы земной коры. В зависимости от характера осаждения осадочные горные породы разделяются на обломочные, химические и биогенные. Метаморфические горные породы включают породы, образовавшиеся в результате изменения осадочных или магматических (изверженных) пород при метаморфизме с полным или значительным изменением минералогического состава, структуры и текстуры. Метаморфизм в переводе с греческого означает "подвергнутый превращению" и связан с изменением структуры, минералогического, а иногда и химического состава гор-

ных пород в земной коре под влиянием повышенной температуры, давлений и химических воздействий. Типичные метаморфические горные породы — это мраморы, кварциты, кристаллические известняки и др.

Промышленные запасы нефти и газа сосредоточены главным образом в осадочных горных породах (песках, песчаниках, известняках и их конгломератах). В магматических (изверженных) и метаморфических горных породах нефть и газ встречаются крайне редко и, как правило, промышленного значения не имеют. Для осадочных горных пород характерно, что они обладают слоистостью, т.е. свойством располагаться параллельными или почти параллельными слоями. Причем каждый слой отличает свой состав, структура, твердость и окраска слагающих их пород. Каждый слой осадочных пород отделен друг от друга поверхностями раздела, которые называют поверхностями напластования. Поверхность напластования, ограничивающая пласт снизу, называется подошвой, а ограничивающая сверху — кровлей. Понятно, что кровля нижележащего слоя одновременно является подошвой для вышележащего слоя. По-видимому, первичной формой залегания слоя-пласта был горизонтально лежащий слой-пласт. Однако за миллионы лет существования Земли в земной коре происходили и происходят различные сдвиги и смещения. Это приводит к тому, что первичные горизонтальные пласты осадочных пород деформируются и принимают положения, отличные от горизонтального (наклонные пласты, складки и т.д.). Происходящие движения в земной коре могут быть колебательными, складчатыми и разрывными. Колебательные движения связаны с вертикальными перемещениями отдельных участков земной коры относительно друг друга. В результате этого горизонтальность залегания пластов осадочных пород нарушается и образуются очень пологие прогибы, называемые синеклизами, и вздутия, называемые антеклизами, т.е. образуются локальные нарушения горизонтальности. Складчатые движения приводят к образованию так называемых складок, когда пласты изгибаются волнообразно. При этом различают два вида образующихся складок: синклинали и антиклинали. Синклиналь — это складка, ядро которой сложено более молодыми пластами, а по краям расположены более древние пласты. Синклиналь обычно обращена изгибом (вершиной) вниз. Антиклиналь — складка, ядро которой сложено более древними породами, а по краям расположены более молодые породы. Антиклиналь обращена изгибом (вершиной) кверху. Две соседние складки — синклиналь и антиклиналь — образуют полную складку. В земной коре редко встречаются одиночные полные складки. Обычно в земной коре полные складки последовательно располагаются друг за другом. Разрывные движения — комбинация колебательных и складчатых движений, приводящих к образованию складок разрывных форм. В процессе образования разрывных складок породы

пластов очень часто не выдерживают действующих сил и разрываются, образуя трещины. Кроме трещин возникают также такие разрывные нарушения, как сбросы, взбросы, сдвиги и надвиги. Сброс образуется, когда одна часть складки опускается, а вторая остается на месте. При взбросе, наоборот, одна часть складки поднимается, когда вторая часть складки остается неподвижной. Разрывные движения в земной коре бывают не только вертикальными, но и горизонтальными, способствуя образованию при этом сдвигов. Когда такие смещения горных пород в пластах происходят под небольшим углом наклона к горизонту, то в земной коре образуются надвиги.

В земной коре образуется ряд геологических структур, главные из которых — платформы и геосинклинали. Платформой называют основную тектоническую единицу земной коры, не способную к резкому изменению своей первоначальной структуры. Геосинклинали, наоборот, наиболее подвижные участки земной коры, состоящие из осадочных горных пород большой мощности (толщины) — до нескольких тысяч метров. В развитии геосинклиналей различают две стадии:

геосинклиналь в виде морского бассейна с интенсивно прогибающимся дном, где скапливаются достаточно мощные пласты осадочных и изверженных (вулканических) пород;

превращение геосинклиналей за счет интенсивного поднятия земной коры в складчатую систему с последующим превращением в горы. Примером таких гор служат Уральские, Крымские и Карпатские. Следует отметить и примеры развивающихся в наше время геосинклиналей (например, часть Тихого океана с грядами Курильских островов).

Долгое время считали, что нефть в земной коре может скапливаться в пустотах большого объема или в крупных трещинах в земной коре. Однако еще в шестидесятых годах XIX в. великий русский ученый Д.И. Менделеев выдвинул идею о скапливании нефти и газа в осадочных горных породах с большим количеством мелких сообщающихся между собой пустот (наподобие губки или поролона). Последующее изучение продуктивных пластов (нефтяных или газовых) при бурении скважин полностью подтвердило эту идею. Пористость осадочных горных пород характеризуют различными параметрами (абсолютная пористость, коэффициент пористости). Абсолютная или теоретическая пористость характеризует суммарный объем пустот в горной породе (пор, каверн, трещин). Коэффициент пористости представляет собой отношение суммарного объема пустот в горной породе ко всему объему, занимаемому этой породой. Естественно, чем больше объем пор или коэффициент пористости для данной осадочной породы, тем больше жидкости или газа может разместиться в данном объеме породы. Суммарный объем пор в осадочной горной породе зависит от трех основных факторов: формы зерен, составляющих горную породу; характера взаимного расположения этих зерен; наличия цементирующих прос-

лоек между зернами. Конечно, форма частиц горной породы может быть самой различной. Однако гипотетически можно представить частицы горной породы в виде мелких шариков одинакового диаметра. В этом случае суммарный объем пор в горной породе будет зависеть только от взаимного расположения зерен-шариков. Кроме того, между частицами породы практически всегда присутствуют различные склеивающие прослойки, уменьшающие размер пор или полностью перекрывающие поры. Необходимо также учесть, что сам по себе показатель пористости (объем пор) не является еще критерием пригодности пластов осадочных пород для накапливания нефти или газа. Вторым показателем пригодности осадочных пород для накапливания нефти или газа является сообщаемость пор друг с другом. Чем больше сообщающихся пор и пустот в осадочной горной породе, тем легче перемещаются нефть или газ по пласту. Суммарный объем сообщающихся пор в горных осадочных породах называют эффективной пористостью. Открытые (сообщающиеся) поры в осадочных горных породах насыщаются жидкостью (нефтью, водой) и газом, а несообщающиеся (изолированные) поры в этом же объеме породы заполняются другими веществами. Для характеристики объема сообщающихся пор в осадочных горных породах введено понятие коэффициента насыщения, который представляет собой отношение общего объема пор и пустот, заполненных нефтью, водой или газом, к суммарному объему всех пустот. Чем больше коэффициент насыщения, тем больше нефти или газа может разместиться в продуктивном пласте.

Для перемещения жидкости или газа по пласту необходимы два фактора: наличие сообщающихся пор (каналов) достаточного диаметра и перепада давления. Естественно, чем больше диаметр сообщающихся каналов в горной породе, тем легче перемещается при данном перепаде давления жидкость или газ по пласту. Способность осадочной горной породы пропускать при данном перепаде давления газ или жидкость называют проницаемостью. При оценке пригодности горных пород для накапливания и перемещения нефти или газа необходимо учитывать оба показателя — как пористость, так и проницаемость, т.е. наличия определенной пористости или только проницаемости недостаточно, чтобы данный пласт был продуктивным. Хорошо проницаемые породы — это пески, рыхлые песчаники, трещиноватые известняки и др. Эти же породы обладают и хорошей пористостью. Плохо проницаемые породы — это плотные породы, такие, как глины, гипсы, сланцы и др. Высокопористые и хорошо проницаемые для жидкостей и газа осадочные горные породы, способные быть вместилищем для нефти или газа, называют коллекторами. Однако наличие таких коллекторов в земной коре еще недостаточно для сосредоточения нефти или газа в пластах и формирования месторождения. Необходимо, чтобы сверху и снизу коллектор был перекрыт плотными непроницаемыми

породами, предотвращающими утечки нефти и газа из коллектора. Такой коллектор, перекрытый непроницаемой кровлей и имеющий непроницаемую подошву, называют природным резервуаром. Следовательно, природный резервуар для нефти или газа — это хорошо проницаемый пористый пласт (например, пласт песка), перекрытый сверху и снизу плохо проницаемыми пластами (например, глинистыми пластами). В земной коре природные резервуары, как правило, насыщены водой. В связи с этим нефть и газ, попав в такой природный резервуар, перемещаются (мигрируют), стремясь отделиться от воды. Это происходит вследствие разности их плотностей. Миграция нефти и газа продолжается до выхода на поверхность земной коры или до какого-то непроницаемого препятствия. При выходе на поверхность земной коры нефть поглощается породой, а газ улетучивается в атмосферу. При наличии препятствия (например, слоя глины) нефть и газ скапливаются в пласте около этого препятствия и как бы попадают в ловушку. Ловушка представляет собой часть природного резервуара, имеющего непроницаемые препятствия. В ловушке устанавливается равновесие между нефтью, газом и водой. В соответствии со своими плотностями газ в ловушке распределяется в верхней зоне, под ним нефть, а нижнее положение занимает вода. Самыми распространенными являются сводовые и экранированные ловушки. Сводовые ловушки располагаются в складках-антиклиналях (в кровле и подошве расположены плохо проницаемые породы). В тектонически экранированной ловушке препятствием (экраном) для миграции нефти и газа служит непроницаемый пласт, оказавшийся на конце природного резервуара при тектоническом сдвиге. Существуют и другие типы экранированных ловушек. Если в ловушке любого происхождения и любой формы скапливается значительное количество нефти или газа, то такую ловушку называют залежью.

Существует определенная геологическая терминология, относящаяся к нефтяным или газовым залежам. Так, поверхность, разделяющую нефть и воду в залежи, называют подошвой нефтегазовой залежи или поверхностью водонефтяного раздела. Линию пересечения этой поверхности с кровлей пласта называют внешним контуром нефтеносности. Линию пересечения поверхности водонефтяного раздела с подошвой пласта — внутренним контуром нефтеносности (рис. 5). Скопление газа в залежи над нефтью называют газовой шапкой. Поверхность раздела между газом и нефтью в залежи называют поверхностью нефтегазового раздела. Линию пересечения поверхности нефтегазового раздела с кровлей пласта называют внешним контуром газоносности, а с подошвой пласта — внутренним контуром газоносности. Для формирования газовой шапки в пласте нужны определенные условия и, в частности, необходимо, чтобы давление в залежи было бы равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре в пласте. Если

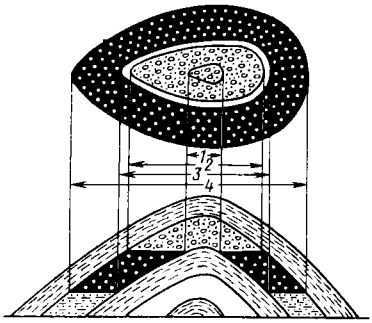


Рис. 5. Сводовая газонефтяная залежь:

1 — внутренний контур газоносности; *2* — внешний контур газоносности; *3* — внутренний контур нефтеносности; *4* — внешний контур нефтеносности

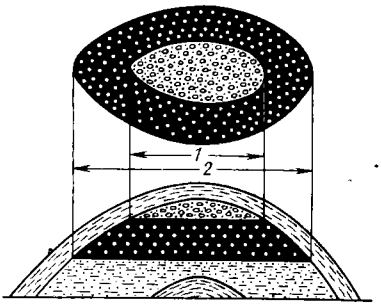


Рис. 6. Массивная газонефтяная залежь:

1 — внешний контур газоносности; *2* — внешний контур нефтеносности

же давление в пласте будет выше давления насыщения нефти газом, то весь газ растворяется в нефти, и газовая шапка не образуется. Чисто газовая залежь образуется, если в природном резервуаре отсутствует нефть. Если газонефтяная залежь является массивной (рис. 6), то внутренние контуры нефтеносности и газоносности отсутствуют. Следовательно, геометрические размеры залежи в плане определяют по проекции ее на горизонтальную поверхность. Высота залежи определяется расстоянием по вертикали от подошвы залежи до ее наивысшей точки. Высота нефтяной части залежи определяется расстоянием по вертикали от подошвы до газонефтяного раздела. Длина залежи определяется как расстояние между крайними точками, которые образуются при пересечении большой оси залежи с внешним контуром нефтеносности или газоносности. Ширина залежи — это расстояние между крайними точками, образующимися при пересечении малой оси залежи с контуром нефтеносности или газоносности. Совокупность залежей, находящихся в земной коре, образует нефтяное, газовое или газонефтяное месторождение. Единичную залежь можно считать месторождением, если запасы нефти или газа в ней позволяют считать экономически выгодной ее разработку. Было уже показано, что в земной коре существуют два основных вида геологических структур — геосинклинали и платформы. В связи с этим все месторождения нефти и газа разделяют на два основных класса — первый и второй. К первому классу месторождений относят месторождения, сформировавшиеся в геосинклинальных (сводчатых) областях. Ко второму классу относят месторождения, сформировавшиеся в платформенных областях. Примером месторождений первого класса служат месторождения Север-

ного Кавказа и юго-восточной части Кавказского хребта (в частности, месторождения Апшеронского полуострова и шельфа Каспийского моря), месторождения Крыма, Восточных Карпат, Туркмении, Узбекистана, Таджикистана и острова Сахалин. Примерами второго класса месторождений служат все месторождения нефти и газа, находящиеся между Волгой и Уралом, а также хорошо известные месторождения Западно-Сибирского нефтегазового региона.

Но сформировавшиеся в природе залежи нефти и газа в продуктивных пластах еще нужно обнаружить и оценить их запасы. Для этого проводят поисковые и разведочные работы, используя геологические, геохимические и геофизические методы. Геохимия — это наука, изучающая химический состав Земли, распространенность и законы распределения в ней химических элементов. Геофизика — наука, изучающая физические свойства Земли.

Поисковые работы начинаются с геологических исследований местности.

Полевые геологические работы проводятся в два этапа.

Целью первого этапа, называемого общей геологической съемкой, является составление геологической карты местности, которая дает представление о выходах коренных пород на поверхность земли, о строении современных отложений на исследуемой площади, однако характер залегания коренных пород остается неизученным. При проведении общей геологической съемки никаких горных выработок на площадке не делают, а только расчищают площадку для обнажения коренных пород. Проводят визуальные наблюдения выхода на поверхность пластов горных пород, измеряют их толщину, отбирают образцы этих горных пород и остатков ископаемых организмов. Полученные данные по пластам наносят на топографическую карту. На этой карте условными значками обозначают углы падения пластов и другие элементы залегания пластов. При проведении второго этапа — детальной структурно-геологической съемки осуществляют бурение картировочных и структурных скважин глубиной от 20 до 300 м. Картировочные скважины позволяют уточнить геологическую карту, а структурные — построить так называемую структурную карту. Применение таких неглубоких скважин позволяет определить толщины (мощности) наносов и позднейших отложений поверхностных слоев, а также установить форму залегания слоев коренных пород. Данные, полученные в картировочных скважинах, позволяют построить уточненную геологическую карту.

Геофизические методы поисков и разведки связаны с исследованием строения земной коры физическими способами. На практике используют ряд геофизических способов: гравиметрический, магнитный, электрический, сейсмический. Но наибольшее распространение нашли электрический и сейсмический способы. Электрический способ основан

на различном электросопротивлении (электропроводности) горных пород, составляющих пласты. Известно, что такие породы, как граниты, известняки, песчаники, насыщенные минерализованной водой, обладают хорошей электропроводностью, в то же время такие горные породы, как глины, песчаники, насыщенные нефтью, имеют очень плохую электропроводность. Поэтому если заранее известно электрическое сопротивление горных пород, то по характеру распределения искусственно созданных в земной коре электрических полей можно определить характер и последовательность залегания горных пород. На практике используют два метода электроразведки: при создании электрического поля с поверхности земли через специальные электроды и при создании электрического поля между электродами, опущенными в специально пробуренные скважины. В первом случае через специально забитые в землю электроды пропускается электрический ток. С помощью другой измерительной пары электродных стержней, забитых в землю, а также специальной аппаратуры определяют электрические поля. Во втором случае в специально пробуренную скважину на кабеле опускают измерительную установку (зонд), состоящую из трех электродов, а четвертый электрод заземляют на поверхности. С помощью специальных приборов измеряют разности потенциалов между электродами по глубине скважины. При этом с помощью самозаписывающих устройств записывается диаграмма электрического сопротивления пород и кривые электрических потенциалов. На глубинах, где расположены глины или насыщенные нефтью песчаники, регистрируется значительное повышение электрического сопротивления. Там же по глубине скважины, где расположены такие горные породы, как гранит, известняки, песчаники, насыщенные минерализованной водой, фиксируются зоны малого электросопротивления. Таким образом, по данным электроразведки можно установить глубину залегания и мощность нефтеносных пластов.

Большое распространение в практике поисков и разведки нефти и газа нашли сейсмические методы. При использовании сейсмических методов в толще земной коры создают искусственно упругие волны. Такие волны возбуждаются с помощью взрывов (рис. 7) или с помощью невзрывных устройств — диносейсов и вибросейсов. Частицы горных пород испытывают упругие колебания и передают их друг другу. В результате возникают упругие или сейсмические волны.

Скорость и характер распространения сейсмических волн определяются свойством горных пород. Распространяясь в толщах земли, сейсмические волны встречают на своем пути горные породы с различными упругими свойствами, т.е. с различной плотностью. На границах раздела толщ горных пород различной плотности происходит частичное отражение сейсмических волн, а частично волны, преломляясь, проходят внутрь залегающей толщи пород. Затем они отражаются от следую-

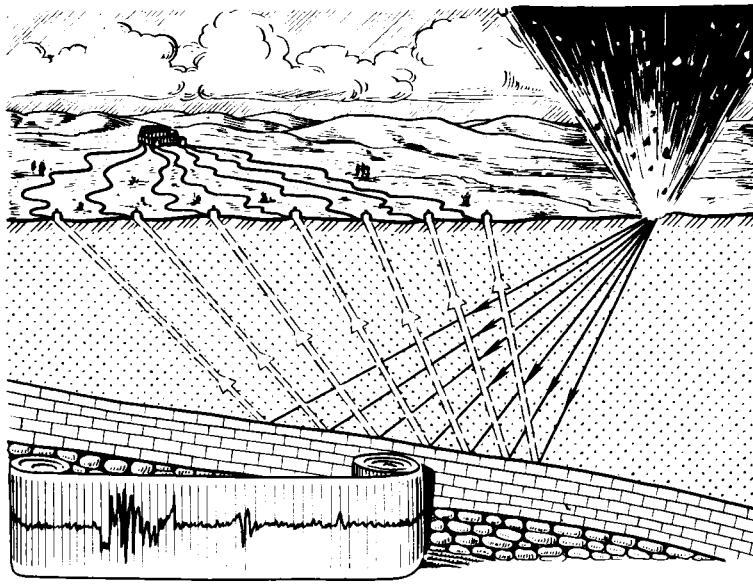


Рис. 7. Схема распространения упругих волн при сейсмической разведке

щей поверхности раздела двух толщ с разной плотностью. Отраженные волны возвращаются к поверхности земли и регистрируются специальными сейсмоприемниками. По времени прохождения отраженных волн и известному расстоянию от места источника взрыва рассчитывают глубину залегания горных пород.

Рассмотренные геофизические методы разведки позволяют определить в толще земной коры структуры, благоприятные для формирования ловушек нефти и газа. Однако практика показывает, что не все выявленные структуры обязательно содержат нефть или газ. Для того чтобы из серии обнаруженных геологических структур — потенциальных ловушек нефти или газа выделить нефте- или газосодержащие, используют геохимические методы разведки.

К геохимическим методам относят газовую и бактериологическую съемки. Газовая съемка основана на фиксации газообразных углеводородов, в малых объемах выходящих на поверхность земли. Если в данной залежи содержится нефть или газ, то поток испаряющихся газообразных углеводородов проникает через толщу земной коры и попадает в окружающую атмосферу. С помощью специальных приборов можно зафиксировать повышенное содержание углеводородов в воздухе над площадями с ловушками нефти и газа. Бактериологическая съемка связана с отысканием в почве бактерий, обычно содержащихся в нефти. Для этого на предполагаемой площади отбирают пробы

почв и в лаборатории производят анализы на определение содержания бактерий, характерных для нефти. Если в результате бактериального анализа проб почвы на данной площади обнаруживается наличие "нефтяных" бактерий, то это означает наличие на исследуемой площади нефти. Таким образом, геофизические и геохимические методы поисков и разведки хорошо дополняют геологические методы и позволяют определить наличие нефте- или газоносных пластов, не прибегая к бурению большого числа скважин.

После оценки данной площади геологическими, геофизическими и геохимическими методами и получения положительных результатов о наличии нефти или газа приступают к следующему этапу поисковых работ — глубокому бурению поисковых скважин на данной площади. Если из поисковых скважин получают нефть или газ, то поисковые работы на этом заканчивают, считая открытым новое месторождение нефти или газа. Но еще не известны площадь и контуры открытого месторождения. Поэтому после окончания поисковых работ начинают детальную разведку открытого нефтяного или газового месторождения. Для определения размера или контура месторождения и контроля за ходом разведки одновременно ведется бурение глубоких скважин по предполагаемому контуру месторождения и контрольно-исследовательских скважин. После выявления контура месторождения и глубины залегания продуктивных пластов разведочное бурение заканчивают и приступают к бурению эксплуатационных скважин внутри установленного контура, из которых извлекают на поверхность нефть или газ.

Промышленная ценность залежи или месторождения характеризуется их запасом. В зависимости от степени разведанности выделяют запасы обнаруженных (достоверных) и предполагаемых (вероятных) скоплений углеводородов.

Обнаруженные запасы подразделяют на четыре категории А, В, C_1 и C_2. Категория А — запасы, изученные с необходимой детальностью, позволяющей полностью определить все параметры залежи. Запасы категории А подсчитываются с точностью не более 10 %. Категория В — запасы залежи, нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти и газа приближенно, но с достаточной точностью для проектирования разработки. Категория C_1 — запасы залежи, нефтегазоносность которых установлена в отдельных скважинах, и имеются благоприятные промыслово-геологические данные по другим скважинам. Категория C_2 — запасы нефти и газа, наличие которых предполагается по геолого-геофизическим данным в пределах известных газоносных районов. Категории А + В + C_1 называются разведанными или промышленными. Поскольку их подсчет базируется на полученном притоке нефти и газа, они служат основой для составления проектов разработки месторождения, а также

транспорта. Запасы категории C_2, предварительно оцененные, служат основанием для постановки разведочных работ на конкретном месторождении.

Кроме указанных категорийных запасов выделяются перспективные — C_3 и прогнозные — D ($D_1 + D_2$) ресурсы. Они количественно характеризуют перспективы нефтегазоносности различных комплексов пород и отдельных горизонтов.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Бурение — это процесс строительства (возведения) нефтяных и газовых скважин. Конструкции нефтяных и газовых скважин в принципе одинаковы. Скважина представляет собой вертикальный или наклонный цилиндрический суживающийся книзу ступенчатый канал. Причем диаметр ступеней ($D_1 - D_4$) уменьшается с глубиной скважины (рис. 8). Верхняя часть скважины называется устьем, а дно — забоем. Длина скважины — это расстояние от устья до забоя по оси ствола, а глубина — расстояние от устья до забоя по проекции оси на вертикаль. Для вертикальной скважины эти понятия идентичны. По глубине (длине) скважина распределяется на участки со специфическими названиями. Самый верхний участок устья скважины лежит в зоне легкоразмываемых пород. Поэтому бурение скважины начинают с сооружения начального колодца — шурфа глубиной 4–8 м квадратного сечения. В этот шурф до глубины залегания устойчивых горных пород устанавливают трубу соответствующей длины и диаметра. Пространство между стенками шурфа и трубой заполняют бутовым камнем и заливают цементным раствором. Этот начальный участок *1* скважины называют *направлением.* Он обеспечивает устойчивость самого верхнего участка скважины. На трубе, опущенной в шурф, в верхней части предварительно вырезают окно для пропуска лотка-желоба, по которому из скважины в систему очистки при бурении вытекает буровой раствор. Нижележащие участки скважины — цилиндрические. Сразу за направлением пробуривается участок скважины на глубину от 50 до 400 м диаметром до 900 мм. Этот участок скважины закрепляют обсадной трубой *2*, которую называют *кондуктором.* Пространство между стенкой скважины и наружной поверхностью обсадной трубы заполняют под давлением цементным раствором для разобщения пористых (слабых) пластов со скважиной. После этого пробуривается следующий участок скважины меньшего диаметра. Этот участок также закрепляют обсадными трубами. Колонну *3* этих труб называют *промежуточной.* Причем в скважине в зависимости от ее глубины, вида проходимых горных пород и других факторов может быть различное число промежуточных колонн. Тогда эти колонны обсадных труб соот-

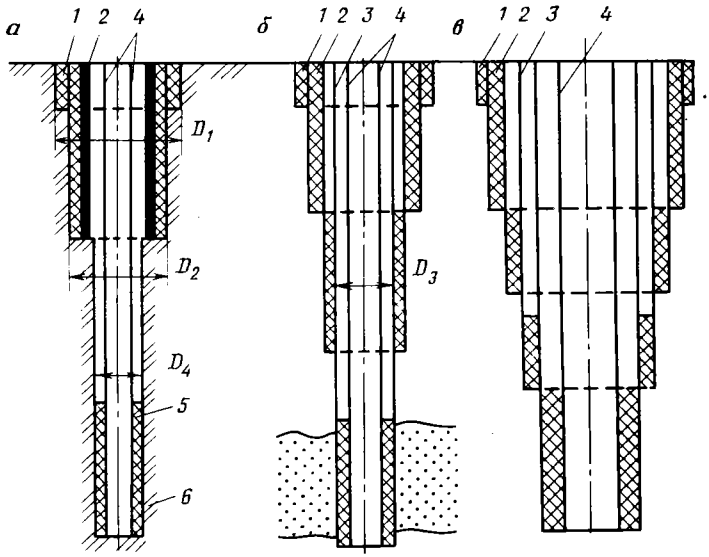


Рис. 8. Конструкция скважин

ветственно называют первой промежуточной колонной, второй промежуточной колонной и т.д. Зазор между стенкой скважины и наружной поверхностью каждой промежуточной обсадной колонны заполняют цементным раствором не на полную высоту колонны. Число промежуточных колонн может доходить до трех, а в отдельных случаях — до четырех. Наконец, последняя ступень скважины заканчивается на забое (на проектной отметке) и имеет диаметр минимум 75 мм. После окончания бурения последней ступени скважины на всю глубину скважины опускают последнюю колонну *4* обсадных труб, называемую *эксплуатационной.* Пространство между стенкой эксплуатационной колонны и стенкой скважины *6* заполняют цементным раствором *5* на определенную высоту. Совокупность данных о расположении обсадных труб с указанием глубины их спуска в скважину и диаметра, о глубинах перехода с большего диаметра на меньший, об интервалах цементирования затрубного пространства составляет понятие *конструкция скважины.* В любой скважине имеются направление, кондуктор и эксплуатационная колонна. Скважина бывает одноколонной (рис. 8, *а*), двухколонной (рис. 8, *б*) или трехколонной (рис. 8, *в*) конструкции. При одноколонной конструкции в скважину опускают только эксплуатационную колонну, а промежуточные колонны отсутствуют. При наличии одной промежуточной и эксплуатационной колонн скважина имеет двухколонную конструкцию, при наличии двух промежуточных и одной эксплуатационной — трехколонную конструкцию.

Скважины на нефть или газ имеют различное назначение. В зависимости от назначения все скважины разделяют на пять категорий: опорные, параметрические, поисковые, разведочные и добывающие (эксплуатационные). *Опорные скважины* предназначены для установления общих закономерностей залегания горных пород в недрах земли и выявления возможности нахождения в этих пластах нефти и газа (примером такой скважины может служить известная скважина на Кольском полуострове, забой которой находится на глубине более 12 км, а процесс бурения продолжается). *Параметрические скважины* предназначены для изучения глубинного строения горных пород в зонах, где предполагается наличие условий для образования нефтяных и газовых месторождений. *Поисковые скважины* пробуривают по данным результатов, полученных на параметрических скважинах, а также по данным геофизических исследований. Параметрические скважины обеспечивают данными, подтверждающими или отвергающими предположения о наличии в данных пластах нефти или газа. *Разведочные скважины* пробуривают после того как с помощью поисковых скважин будет установлено наличие в данном районе нефтяного или газового месторождения. Назначение разведочных скважин — оценка промышленного значения месторождения нефти или газа и накопление данных для составления проектов разработки месторождения.

При бурении всех описанных скважин на нужных глубинах отбирают и поднимают на поверхность пробы пород — керны в виде столбика-цилиндра.

Добывающие или эксплуатационные скважины предназначены для извлечения нефти или газа из продуктивных пластов. В настоящее время в СССР все скважины на нефть или газ выполняют только вращательным способом. Вращательное бурение широко применяется во всех странах, где ведется разработка нефтяных или газовых месторождений. Разрушение породы на забое скважины при вращательном бурении производится с помощью специального породоразрушающего инструмента — долота. На забое скважины долото приводится во вращательное движение — отсюда и название вращательное бурение. Вращение долота на забое может осуществляться с поверхности земли через колонну бурильных труб. Колонну бурильных труб приводят во вращательное движение с помощью специального механизма — ротора. Этот метод бурения получил название *роторное бурение*. Однако более прогрессивным является метод вращательного бурения с применением забойных двигателей. Забойный двигатель — это двигатель, вписывающийся в габариты скважины и находящийся на ее забое. К валу этого двигателя непосредственно присоединяют долото. В качестве забойного двигателя применяют гидравлический двигатель — *турбобур* или специальный электродвигатель, получивший название электробура. В первом случае бурение называют турбинным, а во втором —

электробурение. Забойные двигатели закрепляют на конце колонны бурильных труб. Следует отметить большой вклад советских ученых и инженеров в разработку прогрессивных методов бурения — турбинного и электробурения. Первый турбобур в виде одноступенчатого двигателя был разработан М.А. Капелюшниковым в 1923 г. и применялся для бурения скважин в районе Баку. Однако одноступенчатый турбобур был высокооборотным и имел низкий коэффициент полезного действия (к.п.д.). В 1940 г. группой советских инженеров под руководством П.П. Шумилова был создан многоступенчатый турбобур, с небольшой модернизацией применяемый при бурении нефтяных и газовых скважин до настоящего времени.

Установка для бурения скважин изображена на рис. 9. Породоразрушающий инструмент — долото *1* находится на забое. Вращательное движение долоту передается либо забойным двигателем *22*, либо через колонну бурильных труб ротором *13*, находящимся на поверхности земли (при роторном бурении). Оборудование, находящееся на поверхности, связано с долотом и забойным двигателем колонной бурильных труб, состоящей из ведущей трубы *11* квадратного сечения и соединенной с ней с помощью переводника *19* бурильных труб *20*. Колонна бурильных труб проходит через ротор и подвешивается на крюке *9* оснастки грузоподъемного механизма. Вращательное движение колонны бурильных труб осуществляют через ротор (рис. 10). Ротор — это конический редуктор с цепным приводом от электродвигателя или дизельного двигателя. Во внутренней полости станины *1* ротора установлен на подшипнике стол *2* с коническим зубчатым колесом, которое входит в зацепление с конической шестерней, насаженной на вал *6*. На другой конец вала насажено цепное колесо (на рисунке не показано), через которое передается вращение столу от двигателя. Стол ротора имеет в центре отверстие, диаметр которого определяется максимальным диаметром долота, проходящего через него при спуске и подъеме колонны бурильных труб. В отверстие после спуска колонны бурильных труб вставляют два вкладыша *4*, а внутрь их два зажима *3*, которые образуют отверстие квадратного сечения. В этом отверстии находится ведущая труба бурильной колонны также квадратного сечения. Она воспринимает вращающий момент от стола ротора и свободно перемещается вдоль оси ротора. Вращающийся стол огражден кожухом *5*. Подъем, спуск и удержание на весу колонны бурильных труб осуществляются грузоподъемным механизмом, в состав которого входят буровая лебедка *4* (см. рис. 9), привод (электродвигатели *5* или дизельные двигатели), система оснастки, талевый блок *8* и кронблок, вертлюг *6* и крюк *9*. Каркасом подъемника грузоподъемного механизма служит буровая вышка *12*. Для снижения усилия, действующего на стальной канат *7* оснастки, применяют систему полиспастов. Полиспаст представляет систему подвижных и неподвижных блоков,

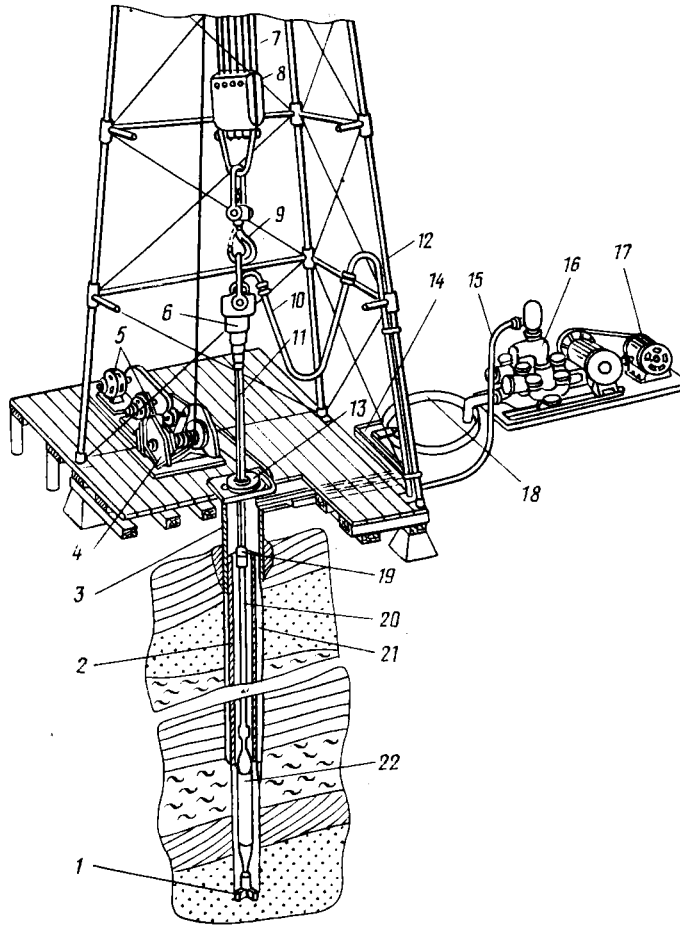


Рис. 9. Установка для бурения скважин

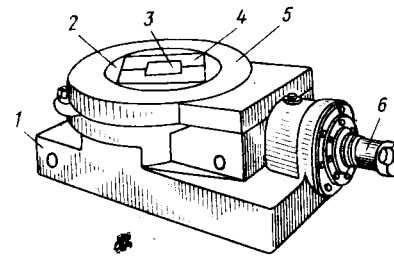


Рис. 10. Ротор для буровой установки

через которые и пропускают канат. Один из концов каната закрепляют неподвижно, а другой наматывается на барабан лебедки (ходовой конец). Применение полиспастов позволяет значительно снизить усилие на ходовом конце каната. На верхней опорной поверхности вышки устанавливают блок из неподвижных роликов — кронблок.

Подвижный блок *8* с роликами называют талевым блоком. Обычно кронблок имеет шесть роликов с желобами, а талевый блок — пять. Это значит, что усилие на ходовом конце каната будет в 10 раз меньше, чем вес поднимаемой колонны бурильных труб. Для того чтобы осуществлять одновременно вращение колонны бурильных труб и подачу в эти трубы бурового раствора, между крюком *9* и ведущей трубой *11* устанавливают специальное устойство — вертлюг. Для выноса разрушенной породы с забоя скважины на поверхность, охлаждения долота, приведения в действие забойных двигателей — турбобуров и выполнения ряда других функций в пробуриваемой скважине циркулирует специальная жидкость — глинистый (буровой) раствор. Буровой раствор из приемной емкости *18* забирается поршневым буровым насосом *16* с двигателем *17* и по нагнетательному трубопроводу *15* через специальный гибкий шланг *10* под давлением до 20 МПа подается через вертлюг в колонну бурильных труб.

Вертлюг представляет собой полый корпус, внутри которого размещается горизонтальная опорная площадка с главным упорным подшипником качения. На этот подшипник опирается вращающаяся часть — ротор, к которой и присоединяется через резьбовые замковые соединения колонна бурильных труб. Сверху в корпус вертлюга через патрубок закачивается буровой раствор, который проходит через полый ротор в колонну бурильных труб. Выйдя из промывочных отверстий долота, буровой раствор захватывает частицы разрушенной породы и по затрубному пространству скважины поднимается на поверхность и по желобам *14* попадает в систему очистных устройств. После очистки от частиц породы буровой раствор вновь попадает в приемную емкость. Таким образом осуществляется циркуляция бурового раствора. При турбинном бурении буровой раствор служит рабочей жидкостью для привода гидравлического забойного двигателя — турбобура. Следует отметить, что буровой раствор, циркулирующий при бурении скважины, охлаждает шарошки долота и выносит частицы разбуренной породы с забоя скважины на поверхность; предотвращает выбросы нефти, газа и воды из пластов за счет противодействия веса столба бурового раствора в затрубном пространстве скважины; препятствует разрушению стенок скважины в процессе бурения. При этом буровой раствор должен обладать достаточной подвижностью и хорошо удерживать частицы выбуренной породы и песка. Последнее имеет большое значение при прекращении циркуляции бурового раствора (во время спуско-подъемных операций, а также при вынужденных остановках

в процессе бурения). Наиболее часто в качестве бурового раствора применяют глинистый раствор, т.е. суспензию тонких частиц глины в воде. В некоторых случаях используют растворы на неводной основе (например, суспензии глин в нефти).

Буровые вышки выполняют несколько функций. Прежде всего вышка – это каркас (корпус) подъемной системы, воспринимающий максимальные нагрузки при спуско-подъемных операциях и бурении. Другая функция вышки – размещение и удержание в вертикальном положении секций бурильных труб. Наконец, в основании вышки располагают буровое оборудование (лебедку, ротор и др.) для осуществления процесса бурения и спуско-подъемных операций. Поэтому буровые вышки должны выдерживать значительные нагрузки, иметь необходимую устойчивость при значительных ветровых нагрузках и достаточную высоту для размещения секций бурильных труб, называемых свечами. Чем больше высота вышки, тем большей длины можно применять свечи и меньше затрачивать времени на спуско-подъемные операции при смене долот на забое.

Для вращательного бурения используют долота двух видов: лопастные и шарошечные. Лопастные долота относятся к долотам режуще-скалывающего действия. Такие долота имеют две или три режущие лопасти из прочной стали. Режущие кромки лопастей с целью снижения износа и повышения эффективности разрушения пород оснащают твердосплавными материалами (путем наплавки, закрепления штифтов из твердого сплава и др.). На конце долота имеется резьба, с помощью которой его присоединяют к колонне бурильных труб. В нижней части корпуса долота напротив каждой лопасти имеются отверстия, через которые с большой скоростью выходит буровой раствор для охлаждения рабочих поверхностей лопастей и удаления из зоны забоя частиц разрушенной породы. В основном используют трехлопастные долота для разбуривания роторным способом мягких пластичных пород. У шарошечных долот порода на забое разрушается с помощью вращающихся на неподвижных цапфах зубчатых конусных шарошек. Зубья шарошек дополнительно упрочняют твердыми сплавами. По числу шарошек различают одно-, двух- и трехшарошечные долота. Наибольшее распространение в практике бурения получили трехшарошечные долота. Корпус долота сварной, состоит из трех лап. На конце каждой лапы жестко закрепляют цапфы. На каждой цапфе на подшипниках качения установлено по шарошке. Одновременно с вращением долота происходит вращение шарошек вокруг цапф. Шарошечные долота относятся к долотам дробяще-скалывающего и дробящего действий. Для разбуривания твердых пород используют алмазные долота. Режущие кромки этих долот оснащают синтетическими алмазами зернистостью 0,001–0,34 карат (от 1000 до 3 зерен на 1 карат или на 0,2 г). При бурении разведочных и поисковых скважин для взятия с забоя

скважины образца породы — керна используют так называемые колонковые долота. Эти долота позволяют осуществлять бурение не сплошным, а кольцевым забоем. Шарошки в колонковых долотах сдвинуты с центра. Поэтому при бурении такими долотами в центре забоя остается неразрушенным цилиндрический столбик породы, который проходит через центральное отверстие долота в керноприемную трубу. Последняя оснащена специальным приспособлением — кернорвателем, позволяющим при подъеме долота оторвать столбик породы-керна и вместе с керноприемной трубой поднять на поверхность.

Бурильные трубы выпускают с наружным диаметром 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140 и 169 мм и толщиной стенки от 7 до 11 мм. Отдельные бурильные трубы с помощью специальных муфт с резьбой предварительно соединяют в секции. Это позволяет сократить число операций по свинчиванию и развинчиванию бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций (например, при смене долота на забое). Свечи из бурильных труб соединяют между собой в колонну с помощью специальных резьбовых замков, состоящих из ниппеля (с наружной конусной резьбой) и муфты (с внутренней конусной резьбой). Наличие конусной резьбы позволяет осуществлять быстрое свинчивание и развинчивание резьбовых соединений при спуско-подъемных операциях. Соединенные вместе бурильные трубы составляют колонну бурильных труб. Самая верхняя труба в колонне — ведущая труба квадратного профиля. Первая снизу труба носит название утяжеленной бурильной трубы (УБТ). УБТ — это толстостенная труба, предназначенная для повышения жесткости и массы, увеличения давления на долото в процессе бурения. Следует отметить, что наряду со стальными бурильными трубами используют и легкосплавные, изготовленные из алюминиевого сплава — дуралюмина марки Д16 (сплава алюминия с медью и магнием). Такие трубы имеют меньшую массу по сравнению с остальными (примерно в 2,5 раза), что особенно важно при бурении глубоких скважин.

Забойные двигатели для бурения. Турбобур — забойный двигатель, превращающий энергию движущегося потока жидкости (бурового раствора) в механическое движение (вращение вала турбобура с закрепленным на нем долотом). Турбобур состоит из корпуса и размещенного в нем вала. На валу турбобура закреплены и могут вращаться вместе с ним подвижные турбинки-роторы. В каждой такой турбине равномерно по периметру размещены лопатки ротора. Перед каждой турбинкой-ротором в корпусе турбобура установлены аналогичные по конструкции турбинки-статоры. Каждая такая пара турбинок ротора и статора образует ступень турбобура. В современных турбобурах число таких ступеней доходит до трехсот. Поток бурового раствора проходит вначале через лопатки турбинки-статора, изменяет направление, попадает на лопатки турбинки-ротора, вновь изменяет направление, а возникаю-

шая при этом радиальная сила через турбинки-роторы приводит во вращение вал турбобура. Следует отметить, что описанные многоступенчатые турбобуры обеспечивают при оптимальном к.п.д. большую частоту вращения долота порядка 500—600 об/мин. Однако оптимальные режимы современной технологии бурения связаны с высокими осевыми нагрузками на долота диаметром 200—215 мм порядка 400—600 кН при частоте вращения 50—150 об/мин. При этом современные долота могут непрерывно работать на забое без подъема на поверхность до 100 ч, а долговечность осевых опор многоступенчатых турбобуров не превышает в среднем 50—55 ч. Более перспективным гидравлическим забойным двигателем является винтовой (объемный) низкочастотный двигатель с частотой вращения вала от 90 до 300 об/мин. Винтовой забойный двигатель имеет две секции — двигательную и шпиндельную. Двигательная секция состоит из винтового ротора (внутренний винт) и статора с внутренним винтом. У ротора винт короче на один зуб, а ось ротора смещена относительно оси статора на величину эксцентриситета. Буровой раствор, проходя в зазоре винтового механизма, приводит во вращение винт ротора. Винт ротора с помощью двухшарнирного устройства соединен со шпинделем (валом). На конце вала имеется конусная резьба для присоединения долота.

Электробур — забойный электрический двигатель. В корпус электробура вмонтирован трехфазный электродвигатель переменного тока. Электроэнергия к электродвигателю подводится с поверхности по специальному кабелю, проходящему внутри колонны бурильных труб. Поверхностный кольцевой токоприемник расположен под вертлюгом. К нему по кабелю подводят электрический ток. Кабель для подвода электрического тока к забойному двигателю-электробуру проходит внутри колонны бурильных труб (по ее осевой линии). Весь кабель по длине разделен на отдельные секции с длиной, равной длине свечей бурильных труб. Соединение и разъединение кабельных секций при свинчивании и развинчивании свечей при спуско-подъемных операциях осуществляют с помощью специальных замков (контактов) на каждой трубной свече. Такой контактный замок состоит из жесткозакрепленного на одном конце трубы по ее центру контактного стержня и муфты, также жесткозакрепленной по центру на другом конце трубы. При свинчивании трубных свечей стержень плотно входит в муфту и обеспечивает электрический контакт, а при развинчивании контакт размыкается. Как и при турбинном бурении, в процессе бурения колонна бурильных труб остается неподвижной и по ней под давлением на забой подают глинистый раствор. Преимущество электробура перед турбобуром — стабильность режима бурения, так как у электробура частота вращения ротора не зависит от количества подаваемого глинистого раствора. Недостатки электробурения — сложность подвода электроэнергии к электробуру с одновременной прокачкой по трубам бу-

рового раствора под высоким давлением, а также сложность выполнения надежной герметизации забойного электродвигателя от проникновения бурового раствора.

До начала бурения на месте возведения скважины подготавливают площадку и монтируют основание под буровую установку. На площадке, выделенной для буровой, при необходимости проводят вертикальную планировку, т.е. выравнивают рельеф площадки. К площадке подводят подъездную дорогу, линию энергоснабжения (при электрическом приводе буровой установки), оборудуют телефонную связь или радиосвязь. Оборудование, входящее в состав буровой установки, доставляют к новой буровой площадке на трейлере или на санях в зависимости от времени года. Буровые вышки монтируют на месте из отдельных элементов или чаще, если позволяет рельеф местности, перевозят без разборки на специальных гусеничных тележках или волоком по зимнику на полозьях стального основания. После этого осуществляют монтаж оборудования и укрытий для него (так называемых привышечных сооружений). После окончания монтажа или установки вышки и оборудования проводят подготовительные работы к бурению скважины:

сооружение шахтового направления скважины *3* (см. рис. 9);

оснастку талевого блока и кронблока канатом и подвешивание подъемного крюка;

установку и опробование средств малой механизации (ограничителя подъема талевого блока, приспособления для правильной навивки каната на барабан лебедки и др.);

сборку и подвеску к крюку вертлюга и ведущей трубы и присоединение гибкого высоконапорного шланга к трубе-стояку и другим концом к вертлюгу; гибкий шланг обязательно обвивают стальным тросом во избежание его падения при возможном разрыве;

центровку вышки относительно центра будущей скважины; установку ротора с проверкой его горизонтальности по уровню.

После окончания подготовительных работ проводят пробное бурение. По результатам пробного бурения проводят пусковую конференцию. В конференции участвуют все члены буровой бригады во главе с буровым мастером, руководители районной инженерно-технологической службы (РИТС), центральной инженерно-технологической службы (ЦИТС) и управления буровых работ (УБР).

Производственный процесс бурения скважин состоит из процесса механического бурения (проходки), спуско-подъемных операций (при смене долота на забое и установке обсадных труб) и процесса вскрытия продуктивного пласта и освоения скважины. При проходке по мере углубления долота, а следовательно, и колонны бурильных труб, ее наращивают (удлиняют) путем присоединения очередной секции (свечи). Для этого поднимают колонну бурильных труб до полного выхо-

да из ротора ведущей трубы. После этого колонну бурильных труб подвешивают с помощью специальных приспособлений (клиньев, элеватора) на роторе. Ведущую трубу отвинчивают и вместе с вертлюгом устанавливают в шурф. К колонне бурильных труб, подвешенной на роторе, присоединяют очередную свечку, колонну опускают и вновь подвешивают на роторе. К наращенной колонне бурильных труб присоединяют ведущую трубу с вертлюгом и продолжают процесс бурения либо до наращивания очередной свечи, либо до износа долота. При износе долота, когда продолжение процесса бурения становится невозможным или неэффективным из-за резкого снижения скорости проходки, для замены долота полностью извлекают на поверхность всю колонну бурильных труб и вновь опускают колонну на забой с новым долотом. Этот процесс называют спуско-подъемной операцией. Подъем колонны бурильных труб производят ступенчато на длину свечи, каждый раз закрепляя (подвешивая) остающуюся часть колонны на роторе с помощью элеватора. Отвинченные свечи устанавливают внутри вышки. После извлечения изношенного долота его заменяют новым и начинают процесс спуска колонны бурильных труб путем наращивания ее очередными секциями-свечами. Опущенная часть колонны подвешивается с помощью элеватора на роторе и к ней привинчивается очередная свеча.

Последней к колонне бурильных труб привинчивают ведущую трубу с вертлюгом, колонну труб осторожно опускают до соприкосновения долота с забоем и продолжают процесс бурения. В процессе бурения буровые насосы под давлением непрерывно подают по трубам буровой раствор, который поднимается по затрубному пространству на поверхность, очищается от шлама и вновь закачивается в скважины с непрерывной циркуляцией. Бурение ведут ступенями до определенных глубин с уменьшением диаметра долота. На новом пробуренном участке глубиной 150—400 м стенки скважины закрепляют обсадными трубами *2* (см. рис. 9) — кондуктором. Затрубное пространство между наружной поверхностью обсадных труб и стенками скважины заполняют цементным раствором *21* (см. рис. 9). После установки кондуктора продолжают процесс бурения ствола скважины долотом меньшего диаметра под промежуточную обсадную колонну. В конструкции скважины может быть две и редко три промежуточных обсадных колонны. Под каждую промежуточную колонну ведется бурение своего ствола скважины с переходом на долота меньшего диаметра. Затрубное пространство каждой промежуточной колонны обсадных труб заполняют цементным раствором. Последний участок скважины пробуривают долотом минимального диаметра (по проекту) и устанавливают последнюю колонну обсадных труб — эксплуатационную. Затрубное пространство эксплуатационной колонны также цементируют. Цементирование затрубного пространства обсадных труб осуществляют

наиболее часто одноступенчатым способом с подачей цементного раствора под давлением до 30–35 МПа по обсадным трубам. Перед началом цементирования скважину промывают, т.е. очищают забойную зону от частиц выбуренной породы. Для этого на оголовок обсадных труб привинчивают цементировочную головку. Промывку осуществляют подачей в колонну обсадных труб бурового раствора. Циркуляцию бурового раствора осуществляют до тех пор, пока на поверхность не будет выходить чистый буровой раствор без частиц породы. После окончания промывки через цементировочную головку закачивают цементный раствор. Перед цементированием в некоторых случаях в обсадную колонну вставляют нижнюю разделительную пробку. Количество закачиваемого цементного раствора рассчитывают заранее по объему затрубного пространства. Закачиваемый цементный раствор вытесняет глинистый раствор из обсадных труб в затрубное пространство. Сверху столба закачиваемого цементного раствора устанавливают верхнюю разделительную пробку и через цементировочную головку подают буровой раствор. Последний вытесняет цементный раствор в затрубное пространство.

Вскрытие продуктивного пласта, содержащего нефть или газ, наиболее ответственная операция в бурении. Пластовое давление нефти может оказаться большим. В этом случае, если не принять мер к созданию необходимого гидростатического давления столбом бурового раствора в скважине, то за счет высокого давления нефти в пласте может возникнуть самопроизвольное фонтанирование нефти, что приведет к потере большого ее количества и к другим тяжелым последствиям. С другой стороны, если оказывать на призабойную зону продуктивного пласта избыточное давление, то буровой раствор может проникнуть в пласт, что вызовет снижение проницаемости пласта и уменьшение дебита нефти.

При вскрытии продуктивного пласта применяют буровые растворы на водной и нефтяной основах. К буровым растворам на водной основе предъявляют следующие требования. Плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы давление столба этого раствора незначительно превышало бы пластовое давление (на 0,5–1 МПа). Необходимо, чтобы водоотдача раствора была минимальной, а содержание частиц твердой фазы низким. Плохое отделение воды от раствора способствует меньшему ее проникновению в призабойную зону пласта. Вязкость бурового раствора должна быть по возможности минимальной. Это связано с тем, что содержащийся в пласте газ проникает в раствор и снижает его плотность. А это может вызвать неконтролируемый выброс нефти из пласта. Чем выше вязкость раствора, тем лучше в нем растворяется газ. Наконец, буровой раствор необходимо обработать ингибиторами. Ингибирование бурового раствора связано с обработкой его поверхностно-активными веществами (ПАВ), что за-

медляет реакции водной фазы с породой и пластовой водой и препятствует их попаданию в пласт. Применение для вскрытия продуктивного пласта буровых растворов на нефтяной основе (РНО) является наиболее эффективным средством сохранения естественных свойств призабойной зоны этого пласта. Это связано с тем, что жидкая часть РНО (углеводородная фаза) имеет ту же природу, что и нефть и газ. Поэтому ее проникновение в поры продуктивного пласта не вызывает изменения его параметров и, в частности, проницаемости. Однако РНО применяется ограниченно из-за сложности их приготовления, высокой стоимости и специфики их использования (в частности, пожароопасности).

После вскрытия продуктивного пласта устанавливают последнюю — эксплуатационную колонну обсадных труб и проводят цементацию затрубного пространства. Затем производят повторное вскрытие продуктивного пласта путем перфорации обсадных труб в зоне продуктивного пласта. Перфорация — это пробивка отверстий в обсадной трубе и цементном кольце с помощью специальных перфораторов, опускаемых на забой. Пулевые перфораторы заряжают порохом, запалами и пулями. При подаче электрического тока с поверхности по кабелю к запалам порох воспламеняется, и пули с большой скоростью вылетают из ствола и пробивают отверстия для прохода нефти или газа. За один спуск и подъем перфоратор простреливает 6—12 отверстий при диаметре пуль 11—11,5 мм. Применяют также беспулевые перфораторы с кумулятивным зарядом, когда пробивка отверстий осуществляется фокусированными струями газа. Во избежание выброса нефти или газа в процессе перфорирования скважина остается заполненной буровым раствором. После вторичного вскрытия пласта перфорацией приступают к освоению скважины, т.е. вызывают приток нефти. Освоение скважины связано со снижением гидростатического давления столба бурового раствора на забой скважины, что и вызовет приток нефти или газа в скважину (рис. 11). Кроме того, забой скважины необходимо очистить от частиц породы, грязи. Вызов притока нефти или газа и очистку забоя осуществляют различными путями: промывкой скважины, нагнетанием в скважину сжатого газа или воздуха. При промывке скважины буровой раствор постепенно заменяют водой или нефтью, что вызывает снижение его плотности, а следовательно, и давления на забой. При нагнетании воздуха или газа в буровой раствор последний газируется, и за счет нахождения в нем пузырьков воздуха или газа плотность его также снижается, что уменьшает гидростатическое давление на забой. Следует отметить, что при освоении скважины в нее опускают насосно-компрессорные трубы, по которым нефть или газ поднимаются на поверхность. Для освоения скважины применяют также так называемое свабирование. При свабировании в насосно-компрессорные трубы на стальном канате опускают поршень или сваб

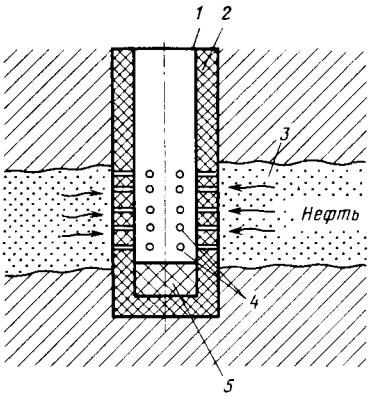


Рис. 11. Схема забоя скважины после перфорации:
1 — колонна обсадных труб; *2* — цементное кольцо; *3* — продуктивный пласт; *4* — перфорация (отверстия); *5* — цементный стакан

с обратным клапаном (отсюда и название метода — свабирование). При опускании сваба обратный клапан открывается, и сваб свободно проходит через буровой раствор. При подъеме сваба обратный клапан закрывается, и весь столб жидкости, находящийся над свабом, извлекается на поверхность. Снижение высоты столба бурового раствора в скважине уменьшает гидростатическое давление на забой и вызывает приток нефти или газа из пласта.

Законченная освоением скважина передается нефтяному или газовому промыслу.

МЕТОДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Нефть на нефтяных месторождениях находится в тонких каналах — капиллярах продуктивных пластов под давлением, которое называют пластовым. Причины наличия в пластах пластового давления связаны в основном с давлением воды, а также газа, находящихся в контакте с нефтью (водонефтяной и газонефтяной контакты), а также с упругим сжатием горных пород пластов и силой тяжести нефти в пласте.

Начальное пластовое давление $p_{пл}$ при отсутствии отбора нефти из скважины (при закрытой скважине) можно определить как гидростатическое по формуле $p_{пл} = \rho g h$, где ρ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения; h — глубина залегания пласта. Когда из скважины отбирают нефть, то давление на забое $p_{заб}$ понижается, и разность давлений $(p_{пл} - p_{заб})$ служит той движущей силой, которая обеспечивает приток нефти в скважину. При этом на устье скважины всегда имеется какое-то давление, называемое устьевым $p_у$. Тогда $p_{заб} - p_у = \rho g h$. Следует отметить, что разность между пластовым $p_{пл}$ и забойным $p_{заб}$ давлениями называют депрессией скважины. Поэтому чем выше депрессия, тем больше приток нефти на забой скважины.

Различают следующие виды режимов эксплуатации залежей: водонапорный, газонапорный, растворенного газа и гравитационный. Водонапорный режим связан с вытеснением нефти и перемещением ее по капиллярам в пласте за счет напора контактирующей с ней воды. Различают жесткий и упругий водонапорные режимы. При жестком водонапорном режиме нефть к скважинам перемещается за счет напора краевых и подошвенных пластовых вод. Причем в процессе эксплуатации залежи количество воды в пласте непрерывно пополняется за счет атмосферных осадков и поверхностных водоемов. При этом режиме эксплуатации вода вытесняет нефть из капилляров пласта. При жестком водонапорном режиме эксплуатации достигается самый высокий коэффициент нефтеотдачи пласта — 0,5—0,8. Коэффициент нефтеотдачи пласта характеризует полноту извлечения нефти из залежи и представляет собой отношение объема извлеченной из залежи нефти к ее первоначальному объему в пластах залежи. Чем больше коэффициент нефтеотдачи, тем выше эффективность разработки нефтяного месторождения. Упругий водонапорный режим эксплуатации основан на упругом сжатии жидкости (воды) и горных пород пластов в естественном состоянии и накоплении ими упругой энергии. При отборе жидкости (нефти) из пласта происходит упругое расширение как горных пород, так и самой жидкости, что и приводит к ее перемещению по капиллярам пласта к забою скважины. Хотя упругие расширения горных пород и жидкости, отнесенные к единице их объема, незначительны, но, учитывая громадные объемы горных пород и жидкости, их упругая энергия достигает значительных величин. При упругом водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи пласта примерно одинаков с жестким водонапорным режимом.

Газонапорный режим эксплуатации нефтяных скважин связан с перемещением нефти в капиллярах пласта под давлением контактирующего с ней газа. Газ в отличие от воды располагается в верхней части пласта, образуя так называемую газовую шапку. Естественно, что газ в газовой шапке сильно сжат под большим давлением. По мере отбора нефти из скважины давление в пласте будет понижаться, газ расширяется и вслед за нефтью проникает в поры пласта и играет роль напорной среды, выжимая нефть из пластов в скважину. Вязкость газа намного меньше, чем нефти. Поэтому газ по капиллярам пласта может прорываться через слои нефти. Если забой скважины находится недалеко от границ газовой шапки, то газ может прорваться в скважину. Это приведет к бесполезному расходу пластовой энергии (энергии сжатого газа) и снижению притока нефти к забою скважины. В этом случае труднее поддерживать оптимальные режимы эксплуатации скважин с целью сохранения пластовой энергии. Поэтому коэффициент нефтеотдачи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном, и составляет 0,4—0,7.

Режим растворенного газа характерен для нефтяных месторождений, у которых свободный газ в залежи отсутствует, а в нефтяную часть пласта практически не поступает пластовая вода. Движущей силой, способствующей перемещению нефти в пласте к забою скважины, в этом случае является растворенный газ. При отборе нефти из скважины и снижении давления в пласте растворенный газ выделяется из нефти и расширяется в свободном состоянии. Свободный газ устремляется к забою скважины, опережает движение нефти по капиллярам пласта и увлекает ее за собой. Однако эффект этого механизма незначителен из-за интенсивного действия сил трения. Поэтому к забою скважины поступает только часть нефти из пласта, а энергия газа быстро снижается. Коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа очень низкий и составляет 0,15—0,3.

Гравитационный режим эксплуатации нефтяных скважин наступает обычно при полном истощении пластовой энергии. При гравитационном режиме единственной движущей силой перемещения нефти по капиллярам пласта является сила тяжести нефти в пласте. В этом случае перемещение нефти происходит только в наклонных (падающих) пластах к скважинам, расположенным в их нижних точках.

Гравитационный режим — наименее эффективный из всех режимов эксплуатации скважин. Следует отметить, что в изолированном (чистом) виде каждый из режимов эксплуатации встречается чрезвычайно редко.

В пробуренных эксплуатационных скважинах оборудуют как забойную (в районе продуктивного пласта), так и устьевую часть, выходящую на поверхность. Забойную часть скважины оборудуют следующим образом. Если продуктивный пласт сложен достаточно прочными породами (например, твердыми известняками), то применяют "открытый" забой. При этом эксплуатационную обсадную колонну труб доводят до верхней границы продуктивного пласта, а сам пласт на всю толщину пробуривают с образованием цилиндрического канала. Если породы, составляющие продуктивный пласт, неустойчивые, рыхлые, то забой укрепляют обсадными трубами. Наиболее часто применяют конструкцию забоя с опусканием эксплуатационной обсадной колонны до дна скважины с перекрытием продуктивного пласта. После этого затрубное пространство цементируют. Приток нефти в скважину обеспечивают пробивкой отверстия (перфорацией) обсадной трубы и цементного кольца в зоне продуктивного пласта.

В отдельных случаях в пробуренную зону продуктивного пласта вводят трубу — хвостовик с последующей ее перфорацией. Устье скважины оснащают так называемой колонной головкой. Назначение колонной головки — обеспечение необходимой герметизации затрубного пространства между эксплуатационной и промежуточной колоннами, удержание в подвешенном состоянии находящихся в скважине насосно-

компрессорных труб. Колонная головка применяется при любых методах эксплуатации скважины и монтируется обычно на все время ее эксплуатации. В процессе работы колонные головки испытывают большое давление, особенно при фонтанной эксплуатации. В связи с этим при изготовлении их предъявляют очень высокие требования. Колонная головка клиновая, состоит из корпуса, в котором размещены клинья для подвески эксплуатационной обсадной колонны, и пакер – уплотнение для герметизации межтрубного пространства. Корпус головки через патрубок и фланец опирают на фланец промежуточной обсадной колонны. Сверху корпуса устанавливают катушку с фланцем, на которой закрепляют фонтанную арматуру. Уплотнение соединительных фланцев выполняют в виде колец из малоуглеродистой стали. Колонные головки выпускают на рабочее давление 7,5; 12,5; 20; 30; 35; 70; 100 МПа. В заводских условиях колонные головки подвергают гидравлическим испытаниям на пробное давление, равное двухкратному рабочему, за исключением рабочих давлений в 70 и 100 МПа, где пробное давление равно 1,5 $p_{раб}$. Непосредственно для подъема нефти на поверхность в скважину опускают колонну насосно-компрессорных труб. Верх их закрепляют в колонной головке. В зависимости от способа эксплуатации нефтяных скважин эти трубы называют фонтанными, компрессорными, насосными, подъемными. Сортамент насосно-компрессорных труб включает следующие диаметры: 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102 и 104 мм при толщине стенок от 4 до 7 мм. Длина труб от 5 до 8,5 м. Трубы имеют на концах резьбу и их соединяют друг с другом с помощью специальных резьбовых муфт. В зависимости от уровня прочности стали насосно-компрессорные трубы разделяют на группы Д, К, Е, Л, М. Наибольшую прочность имеют трубы группы М, наименьшую – группы Д. Максимальная длина колонны насосно-компрессорных труб или глубина их подвески в скважине зависит от вида эксплуатации скважин и групп прочности трубной стали.

Процесс эксплуатации нефтяных скважин связан с подъемом нефти от уровня продуктивных пластов (с забоя) на поверхность земли. На практике эксплуатация нефтяных скважин ведется фонтанным, газлифтным или насосным способом. Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин в первую очередь определяется пластовым давлением $p_{пл}$. Если $p_{пл}$ достаточно для подъема столба жидкости (нефти с растворенным газом и водой) на поверхность с некоторым избыточным давлением, то применяют *фонтанный способ* эксплуатации нефтяных скважин. При этом методе на колонную головку скважины монтируют фонтанную арматуру – "елку". Фонтанная арматура такое название получила за схожесть ее контура с елкой. Фонтанная елка предназначена для контроля и регулирования режима эксплуатации фонтанной скважины. Ответвления елки соединяют с приемными трубопроводами промысла. Задвижки, установленные на ответвлениях фонтан-

ной елки, позволяют направить поток нефти из скважины в ту или иную приемную линию промыслового трубопровода. При необходимости можно перекрыть подачу нефти из скважины. Фонтанную арматуру выпускают на давление от 7 до 105 МПа.

Для контроля давления нефти на устье скважины на фонтанной елке устанавливают два манометра. Один манометр в верхней части фонтанной елки для замера давления нефти в устье скважины, а другой на боковом отводе для замера давления в межтрубном пространстве скважины (затрубного давления). Для опускания в колонну насосно-компрессорных труб различных контрольно-измерительных приборов (глубинных манометров, дебитомеров и др.) или скребков для удаления отложений парафина со стенок труб над верхним стволовым краном елки устанавливают специальное приспособление — лубрикатор. Для регулирования поступления нефти из скважины на боковых ответвлениях елки устанавливают штуцеры дискового типа с калиброванными отверстиями. Из фонтанной арматуры нефть вместе с газом и водой поступает по приемным трубопроводам к автоматизированным групповым замерным установкам (АГЗУ) и далее на установку комплексной подготовки нефти (УКПН). При фонтанной эксплуатации нефтяных скважин необходимо обеспечить оптимальные условия для подъема жидкости (нефти) по вертикальным фонтанным трубам. При этом необходимо учесть, что в нефти, выходящей из пласта, всегда содержится растворенный газ и по трубам движется газожидкостная смесь.

Большое значение для режима фонтанной эксплуатации имеет определение оптимальных размеров фонтанного подъемника (колонны фонтанных труб) — его длины и диаметра. Длина фонтанного подъемника зависит от состояния пород продуктивного пласта. Если продуктивный пласт сложен рыхлым песком, то подъемные трубы опускают до забоя. Это позволяет обеспечить лучшие условия для выноса песка на поверхность. При сложении продуктивного пласта плотными и прочными горными породами нет необходимости в размещении фонтанных труб до забоя. В этом случае глубину подвески фонтанных труб в скважине ограничивают зоной, где давление равно давлению насыщения нефти газом.

При выборе оптимального диаметра фонтанных труб необходимо обеспечить максимальную длительность работы скважины в фонтанном режиме за счет снижения потерь энергии при подъеме жидкости. Исходя из этих условий, диаметр фонтанных труб подбирают специальным расчетом.

Для обеспечения длительной и бесперебойной работы скважины в фонтанном режиме эксплуатации большое значение имеет регулирование пластовой энергии за счет изменения объема нефти, поступающего из скважины и называемого дебитом скважины. Для ограничения дебита скважины в боковом отводе фонтанной елки устанавливают смен-

ный штуцер-вставку из износостойкого материала с калиброванным отверстием строго определенного диаметра. Диаметр штуцера определяет количество поступающей из скважины нефти и в зависимости от принятого режима работы скважины.

В процессе фонтанной эксплуатации необходимо обеспечивать сохранение дебита на всем ее протяжении. Наиболее частая причина уменьшения проходного сечения фонтанных труб на многих нефтяных месторождениях — отложения парафина на их внутренней поверхности. В нефтях ряда месторождений содержание парафина доходит до 3 %. В условиях пластового давления парафин растворен в нефти. Но по выходе из пласта и при подъеме нефти по фонтанным трубам парафин вследствие снижения давления выделяется из нефти и откладывается на стенках внутренней поверхности труб, уменьшая, а затем, если не принять мер, то и полностью закупоривая трубы. Для удаления парафина со стенок труб используют тепловое воздействие водяного пара или механические скребки, поднимаемые в трубах лебедкой. При тепловом воздействии через колонную головку в затрубное пространство фонтанных труб от передвижных установок подают водяной пар. При прохождении пара отложения твердого парафина на стенках труб расплавляются и выносятся с потоком нефти на поверхность. Скребки, опущенные в колонну фонтанных труб, при подъеме их лебедкой срезают парафин со стенок труб, а поток нефти выносит парафин на поверхность. Но наиболее эффективно предупреждение отложений парафина — покрытие внутренней поверхности фонтанных труб стеклом, лаками или эмалями. Выделяющийся из нефти парафин в этом случае не удерживается или слабо удерживается на внутренней поверхности труб и смывается потоком движущейся нефти.

Когда уровень пластового давления оказывается недостаточным для подъема нефти на поверхность, переходят к механизированным способам эксплуатации нефтяных скважин — газлифтному и насосному.

Газлифтную эксплуатацию нефтяных скважин осуществляют путем закачки в скважину газа или воздуха. В первом случае метод эксплуатации носит название газлифтной, а во втором, при закачке воздуха — эрлифтный. Название этих методов эксплуатации происходит от газ и лифт (подъемник) или эйр — воздух и лифт. Газ с поверхности в скважину подают под давлением путем его сжатия специальными газлифтными компрессорными станциями. Такой способ называют компрессорным. Однако газ в нефтяную скважину можно подать под давлением без его дополнительной компрессии из газовых пластов. Такой способ называют бескомпрессорным. В практике добычи нефти в основном применяют газлифтный способ, так как при подаче воздуха в скважины возможно окисление нефти и ухудшение ее качества.

Рассмотрим принцип действия газлифтного подъемника. При газлифтной (или эрлифтной) эксплуатации в скважину опускают два ря-

да соосных труб. По затрубному пространству между наружной и внутренней трубами подают под давлением газ или воздух. Наружную трубу называют воздушной. Внутреннюю трубу, по которой нефть в смеси с газом или воздухом поднимается на поверхность, называют подъемной. Подъемная труба имеет меньшую длину по сравнению с воздушной. До закачки газа или воздуха жидкость в подъемной и воздушной трубах находится на одном уровне. Этот уровень называют статическим и обозначают $H_{ст}$. В этом случае давление жидкости на забое соответствует пластовому давлению. $p_{пл} = H_{ст}\rho g$, отсюда $H_{ст} = p_{пл}/(\rho g)$.

Представим, что по воздушной трубе (по затрубному пространству) в скважину под давлением закачивают газ. Тогда под давлением этого газа жидкость полностью вытесняется в подъемную трубу. После этого газ проникает в подъемную трубу и перемешивается с жидкостью. Плотность газированной жидкости уменьшается и по мере ее насыщения газом или воздухом достигается значительная разность в плотности газированной и негазированной жидкостей. Вследствие этого более плотная (негазированная) жидкость будет вытеснять из подъемной трубы газированную жидкость. Если газ в скважину подавать непрерывно, то газированная жидкость будет подниматься и выходить из скважины в систему сбора. При этом в затрубном пространстве подъемной трубы устанавливается новый уровень жидкости, называемый динамической высотой: $H_{дин} = p_{заб}/\rho g$, где $p_{заб}$ — забойное давление в скважине. При этом давление из башмака подъемной трубы $p_1 = (L - h_0)\rho g = h\rho g$, где L — длина подъемной трубы; h_0 — расстояние от устья скважины до динамического уровня; $h = L - h_0$ — глубина погружения подъемной трубы в жидкость.

На практике применяют газлифтные подъемники двух видов — однорядные и двухрядные. В однорядном газлифтном подъемнике в скважину опускают только одну колонну труб, по которой газожидкостная смесь поднимается из скважины на поверхность. В двухрядном подъемнике в скважину опускают две соосные колонны труб. По затрубному пространству этих колонн с поверхности подают газ, а по внутренней колонне труб на поверхность поднимается газожидкостная смесь. Однорядный подъемник отличается меньшей металлоемкостью, но в нем нет достаточных условий для выноса песка и жидкости с забоя скважины. Поэтому однорядный подъемник применяют на скважинах, эксплуатируемых без воды и выноса песка. В двухрядном подъемнике вынос газожидкостной смеси происходит по внутренней трубу меньшего диаметра. За счет этого возрастают скорости подъема газожидкостной смеси и улучшаются условия для выноса из скважины воды и песка. Кроме того, двухрядный подъемник работает с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, а это, в свою очередь, снижает расход рабочего агента — газа. Поэтому, несмотря на увеличение металлоемкости, двухрядные подъемники применяют на

сильно обводненных скважинах при наличии на забое большого количества песка. С целью снижения металлоемкости применяют так называемую полуторарядную конструкцию, когда внешний ряд труб заканчивают трубами меньшего диаметра, называемых хвостовиком. Для оборудования газлифтных подъемников применяют насосно-компрессорные трубы следующих диаметров: в однорядных подъемниках — от 48 до 89 мм и редко 114 мм; в двухрядных подъемниках — для наружного ряда труб 73, 89, 102 и 114 мм, а для внутреннего — 48, 60 и 73 мм. При выборе диаметров насосно-компрессорных труб необходимо иметь в виду, что минимальный зазор между внутренней поверхностью обсадной колонны и наружной поверхностью насосно-компрессорных труб должен составлять 12—15 мм.

Газлифтный метод эксплуатации нефтяных скважин обладает определенными преимуществами: простота скважинных конструкций, так как в скважине отсутствуют насосы с быстроизнашивающимися частями; размещение всего технологического оборудования на поверхности земли, что значительно облегчает наблюдение за его работой и упрощает проведение ремонтных работ; обеспечение возможности отбора из скважин больших объемов жидкости независимо от глубины расположения продуктивных пластов (до 1800 — 1900 т/сут); возможность эксплуатации нефтяных скважин при сильном обводнении и большом содержании песка; простота регулирования дебита скважины.

Однако газлифтный метод имеет и недостатки: большой объем первоначальных капитальных затрат для строительства мощных компрессорных станций и разветвленной сети газопроводов; низкий к.п.д. газлифтного подъемника и системы "компрессор — скважина"; повышенный расход насосно-компрессорных труб, особенно при применении двухрядных подъемников; быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти по мере снижения дебита скважины с течением времени эксплуатации.

Следует отметить, что первоначальные большие затраты на строительство мощных компрессорных станций и систем газопроводов быстро окупаются за счет низких эксплуатационных расходов, а себестоимость добычи 1 т нефти в итоге получается даже ниже по сравнению с насосными методами эксплуатации. Поэтому газлифтный метод эксплуатации получает все большее распространение.

Насосный способ добычи нефти применяют при прекращении фонтанирования скважин и снижении уровня нефти в скважинах до пределов, когда применение газлифтного способа эксплуатации становится неэкономичным. При насосной эксплуатации подъем жидкости осуществляют насосами, опущенными в скважину ниже динамического уровня. Для этого используют штанговые скважинные плунжерные насосы и бесштанговые погружные центробежные электронасосы. Наиболее часто применяют штанговые скважинные плунжерные насосы.

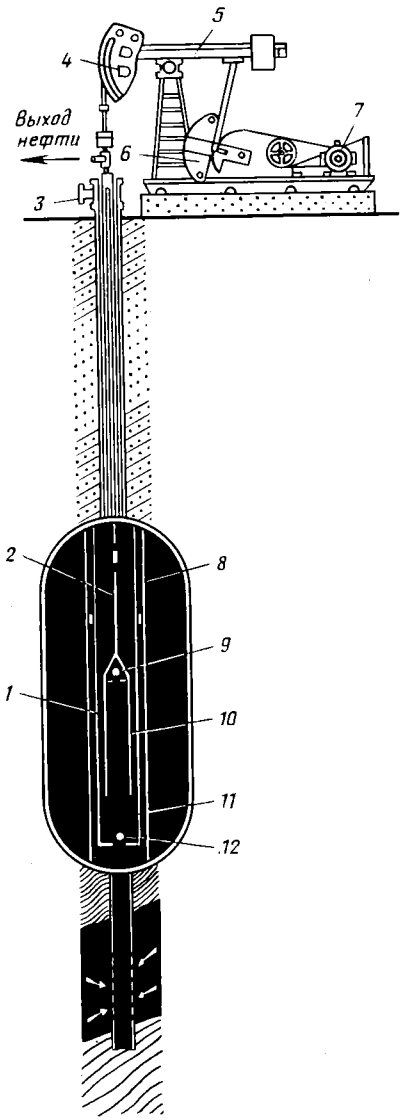


Рис. 12. Штанговая насосная установка

Штанговые скважинные насосы — малогабаритные (по диаметру) плунжерные насосы, опускаемые в скважину ниже динамического уровня жидкости (на 5–6 м). Штанговая насосная установка (рис. 12) включает собственно штанговый насос *1* и станок-качалку, который служит приводом установки. Насос состоит из следующих основных узлов: наружного цилиндра *11*, плунжера *10*, совершающего поступательные (возвратно-поступательные) движения внутри цилиндра; всасывающего *12* и нагнетательного *9* шаровых клапанов. Цилиндр насоса представляет собой составную полую втулку длиной от 2 до 7 м и с внутренним диаметром 28; 32; 38; 43 мм. Цилиндр собирают из различного числа (от 2 до 29) отдельных полых втулок длиной по 300 мм, изготовленных из серого чугуна или стали. Плунжер штангового насоса изготовляют из стальной трубы длиной 1200 мм с толщиной стенки от 5 до 9,5 мм. На обоих концах плунжера нарезана резьба для присоединения корпусов клапанов и переводников. Поверхность плунжера шлифуют, хромируют и полируют, что повышает износостойкость пары "цилиндр – полунжер". Для добычи нефти применяют штанговые плунжерные насосы двух видов: невставные НСН-1 и НСН-2 и вставные НСВ-1 скважинные насосы. У невставных скважинных насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана опускают в скважину на насосно-компрессорных трубах. Плунжер с нагнетательным клапаном опускают в скважину на штангах и вводят внутрь цилиндра. Плунжер с помощью специального штока соединен с шариком всасывающего клапана. Не-

достатком невставных скважинных насосов является сложность его сборки в скважине, а также сложность и длительность извлечения насоса на поверхность для устранения какой-либо неисправности. Вставные насосы целиком собирают на поверхности земли и опускают в скважину на насосно-компрессорных трубах. Вставной штанговый насос состоит из трех основных узлов: цилиндра, плунжера и замковой опоры цилиндра. Цилиндр насоса в верхней части имеет конус, с помощью которого он опирается на специальную конусную замковую опору, входящую в состав насосно-компрессорных труб, т.е. цилиндр подвешен на насосно-компрессорных трубах. На нижнем конце цилиндра смонтирован всасывающий шаровой клапан. Плунжер вставного насоса имеет специальную штангу, с помощью которой он присоединен к колонне насосных штанг. Нагнетательный шаровой клапан вмонтирован в нижнюю часть плунжера. Для сообщения плунжеру возвратно-поступательных движений он соединен колонной насосных штанг *2* со станком-качалкой, находящимся на поверхности земли. Штанга — это круглый стальной стержень длиной 8 м и диаметрами 16, 19, 22 и 25 мм. Между собой штанги соединяют на резьбовых муфтах, а для завинчивания штанг ключами на их концах имеются участки квадратного сечения. Станок-качалка состоит из рамы, опоры-стойки, балансира *5*, электропривода и кривошипно-шатунного механизма с балансир-качалкой *6*. Электродвигатель *7* через редуктор вращает кривошип. Последний через шатун приводит в движение балансир. На переднем конце балансира закреплена головка качалки *4* с опорной поверхностью в виде части круга. В верхней точке головки балансира закреплены два стальных каната, нижние концы которых в свою очередь закреплены в канатной подвеске. В канатной подвеске закрепляют верхний конец колонны штанг в виде полированного штока. При качающемся движении балансира колонна насосных штанг получает возвратно-поступательное движение и приводит в действие плунжер штангового насоса. Наличие круговой опорной поверхности головки балансира, к которой плотно прилегают тяговые канаты, обеспечивает плавное (без рывков) движение колонны насосных штанг. Для подвески колонны насосно-компрессорных труб, направления нефти, поступающей на поверхность в сборные промысловые коллекторы, герметизации устья скважины на устье скважин устанавливают специальное устьевое оборудование, состоящее из колонного фланца, тройника *3* для отвода нефти и сальника, через который проходит полированный шток. Колонну насосно-компрессорных труб подвешивают на колонном фланце внутри обсадной трубы *8*.

Штанговый скважинный насос работает следующим образом. При движении плунжера вместе с колонной штанг вверх в цилиндре под плунжером создается разрежение. Всасывающий клапан под давлением нефти, находящейся в скважине, открывается, и нефть проникает в

эту полость цилиндра. У невставного насоса шариковый клапан открывается штоком, соединенным с плунжером. При движении плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, а при сжатии жидкости открывается нагнетательный клапан и порция жидкости попадает из плунжера в колонну насосно-компрессорных труб. Затем такие циклы работы насоса непрерывно повторяются, и нефть по колонне насосно-компрессорных труб за счет создаваемого насосом давления поступает на поверхность земли. Плунжер штангового скважинного насоса совершает от 5 до 15 ходов в минуту. При этом штанговые насосы обеспечивают подачу из скважины от 0,5 до 30—50 т/сут. Максимальная глубина подвески штанговых насосов не превышает 3500 м, так как увеличение в дальнейшем глубины подвески значительно утяжеляет колонну штанг и требует применения для их изготовления дорогостоящих легированных сталей. Недостатками штанговых насосов, как видно из изложенного, является ограниченность глубины их подвески и малая подача нефти из скважины. В то же время, особенно на заключительной стадии эксплуатации, вместе с нефтью из скважин поступает большое количество пластовой воды, применение штанговых насосов становится малоэффективным. Указанных недостатков лишены погружные центробежные электронасосы.

Погружные насосы — это малогабаритные (по диаметру) центробежные насосы с приводом от электродвигателя, размещаемые вместе с электродвигателем на необходимой глубине подвески в скважине. Такие насосы подвешивают в скважинах на насосно-компрессорных трубах, а за последнее время — на специальных кабелях-канатах. Погружные насосы обеспечивают подачу нефти от 40 до 700 $м^3$/сут при напоре от 1400 до 3000 м столба жидкости. В полностью собранном виде насосная установка состоит из следующих частей: насосного агрегата, бронированного кабеля, устьевой арматуры, автотрансформатора и станции управления. В состав насосного агрегата входят собственно погружной центробежный насос, погружной электродвигатель и протектор, расположенные снизу вверх в следующем порядке — электродвигатель, протектор, насос. Погружной электродвигатель — это малогабаритный асинхронный трехфазный двигатель необходимой мощности, выполненный в герметичном исполнении (размещен в стальной трубе-корпусе, заполненной маслом). Электрический ток к электродвигателю подводится с поверхности по специальному бронированному кабелю, проложенному параллельно с насосно-компрессорными трубами и крепящемуся к ним с помощью хомутиков. Питание электрическим током электродвигателя от сети электроснабжения через автотрансформатор, регулирующий напряжение тока. Длина электродвигателя в зависимости от мощности достигает 10 м. Наружные диаметры корпуса электродвигателя равны 103, 117, 123 мм. Мощность погружных электродвигателей от 10 до 125 кВт. Число рабочих ступеней насоса

(статоров и роторов) колеблется от 84 до 332. Длина корпуса насоса не превышает 5,5 м. При большом числе рабочих ступеней их размещают не в одном, а в двух и иногда в трех корпусах, соединенных вместе. Электродвигатель и насос соединяют с помощью протектора. Протектор состоит из двух герметизированных секций. Через секции проходит вал с двумя шлицевыми концами, к которым через специальные муфты присоединяют валы насоса и электродвигателя. Корпуса насоса, протектора и электродвигателя соединены между собой на фланцах. Наружный диаметр корпусов насоса и протектора равны соответственно 92 и 114 мм.

За последнее время для механизированной добычи нефти разработаны и прошли промышленные испытания новые виды насосов — винтовые и гидропоршневые. Винтовой насос — это тоже погружной насос с приводом от электродвигателя, но жидкость в насосе перемещается за счет вращения ротора-винта. Применение подобных винтовых насосов особенно эффективно при извлечении из скважин нефтей с повышенной вязкостью. Гидропоршневой насос — это погружной поршневой насос, приводимый в действие потоком жидкости, подаваемой в скважину с поверхности насосной установкой. При этом в скважину опускают два ряда концентрических труб диаметром 63 и 102 мм. Насос опускают в скважину внутрь трубы диаметром 63 мм и давлением жидкости прижимают к посадочному седлу, находящемуся в конце этой трубы. Поступающая с поверхности жидкость приводит в движение поршень двигателя, а вместе с ним и поршень насоса. Поршень насоса откачивает жидкость из скважины и вместе с рабочей жидкостью подает ее по межтрубному пространству на поверхность.

Методы поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях

Важнейшей задачей при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений является максимальное извлечение из продуктивных пластов нефти. Как было показано, полнота извлечения нефти из пластов характеризуется коэффициентом отдачи пласта, который на разных месторождениях колеблется в широких пределах. Для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента отдачи пласта применяют различные методы, но наибольшее применение на практике нашли такие методы, как закачка под давлением в продуктивные пласты воды или газа. Первый метод связан с закачкой под большим давлением (порядка 20 МПа) в нефтяные пласты воды, прошедшей специальную подготовку. Причем различают законтурное и внутриконтурное заводнение нефтяных пластов. При законтурном заводнении закачку воды в пласты осуществляют через специально пробуренные скважины, расположенные за линией границы контура нефтяного место-

рождения (за его контуром). В этом случае вода проникает в капилляры пластов и вытесняет из них нефть, стягивая к центру контур нефтяного месторождения. При больших площадях нефтяного месторождения эффективность применения одного законтурного заводнения оказывается недостаточной и наряду с ним применяют внутриконтурное заводнение, когда площадь нефтяного месторождения путем размещения инжекционных (нагнетательных) скважин по линиям внутри контура месторождения разбивают на отдельные менее крупные месторождения. Вода перед закачкой в пласты специально подготавливается на установках подготовки воды.

Для поддержания пластового давления применяют также закачку газа в пласты. Для закачки применяют попутный (нефтяной) или природный газ. Закачку газа обычно осуществляют в повышенные части пластов для поддержания газонапорного режима эксплуатации месторождения. При этом желательно, чтобы пласты имели крутой угол падения, проницаемость пластов была достаточно высокой, а нефть в пластах имела бы малую вязкость. Давление закачки газа должно на 10—20 % превышать пластовое. Закачку газа осуществляют через бывшие нефтяные скважины или специально пробуренные нагнетательные скважины. Общий объем закачиваемого в пласты газа (приведенного к пластовым условиям) должен быть равен объему вытесненной из пластов нефти. Для поддержания пластового давления необходимо закачивать в пласты значительный объем газа под большим давлением. Поэтому этот метод поддержания пластового давления применяют редко и только на конечной стадии эксплуатации месторождения в связи с большими капитальными затратами на строительство мощных компрессорных станций и дефицитностью закачиваемого газа.

Кроме закачки воды или газа в пласты на практике используют и другие методы поддержания пластового давления: обработка закачиваемой воды поверхностно-активными веществами (ПАВ), закачка в пласты углекислоты, тепловые методы. Применение ПАВ для добавки в закачиваемую воду в небольших количествах (0,05—0,1 %) значительно снижает поверхностное натяжение на границе с нефтью и с твердой поверхностью породы, уменьшает необходимый перепад давления для перемещения нефти по капиллярам и способствует лучшему вымыванию нефти из капилляров. По данным лабораторных исследований нефтеотдача пластов при использовании ПАВ может увеличиться на 15—16 %.

При использовании для повышения нефтеотдачи углекислоты в пласт закачивают либо карбонизированную воду, либо жидкую углекислоту, которые и вытесняют нефть из капилляров пласта к забою скважины. Углекислый газ хорошо растворяется как в углеводородной среде (нефти), так и в воде. При этом вязкость воды увеличивается,

а нефти, наоборот, снижается, что и способствует лучшему перемещению ее по капиллярам пласта.

Тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов основаны на снижении вязкости нефти, расплавлении отложений парафина в порах пласта, тепловом расширении пород пласта при действии на забое скважины повышенных температур (до 200° С и более). К тепловым методам относят прогрев призабойной зоны скважин электрическими или огневыми нагревателями; паротепловую обработку пласта; закачку горячей воды в продуктивные пласты; добычу нефти с помощью внутрипластового движущегося очага горения.

Для прогрева призабойной зоны на забой скважины на кабель-тросе опускают трубчатые электронагреватели. Наружный диаметр корпуса электронагревателя 112 мм, длина 3700 мм, масса 60 кг, а максимальная потребляемая мощность — 21 кВт при напряжении 380 В. Трубчатые электронагревательные элементы выполняют в двух вариантах: поднасосном, когда эти нагревательные элементы опускают в скважину вместе с насосом, а сам элемент находится под насосом, и неподнасосном, когда нагревательный элемент опускают для периодического прогрева призабойной зоны скважины при отсутствии в скважине насоса. Поднасосный вариант лучше, так как нагревательный элемент находится вместе с насосом в скважине и периодически включается для подогрева по мере уменьшения поступления нефти из скважины.

Паротепловая обработка пласта связана с закачкой в призабойную зону перегретого пара. Перегретый пар получают на передвижных паровых установках, смонтированных на шасси автомобиля, и нагнетают в скважину в течение 10—12 сут. После этого устье скважины закрывают на 2—5 сут. За это время тепло распространяется в глубь пласта. Для получения оптимального эффекта повышения нефтеотдачи необходимо закачать не менее 1000 т пара. На практике используют также закачку в пласты горячей воды.

Процесс внутрипластового горения для повышения нефтеотдачи пласта состоит в том, что через нагнетательную скважину в пласт подают под давлением воздух и за счет кислорода воздуха осуществляют сжигание нефти в капиллярах пласта призабойной зоны. При этом используют два способа разжигания пласта: самопроизвольное и искусственное. В первом случае происходит самозагорание нефти на месторождениях с быстроокисляющейся нефтью. Во втором случае на забое скважины размещают электрические или газовые нагреватели, которые используют в качестве запальников. При действии высокой температуры в очаге горения нефти образуются горячие газы, пары воды, горячая вода и горячая нефть. Горячие газы и пары воды обладают более высоким давлением и за счет этого по пласту в сторону нефтяных скважин распространяются горячая вода и горячая нефть, которые и выдавливают нефть.

Дополнительный приток нефти в скважины, а следовательно, и дополнительный дебит обеспечивают применение методов увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. На окончательной стадии бурения скважины глинистый раствор может проникать в поры и капилляры призабойной зоны пласта, снижая ее проницаемость. Снижение проницаемости этой зоны, загрязнение ее возможно и в процессе эксплуатации скважины. Проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта увеличивают за счет применения различных методов: кислотной обработки скважин; гидравлического разрыва пласта; термокислотной обработки скважин; термохимической обработки скважин.

Кислотная обработка скважин связана с подачей на забой скважины под определенным давлением растворов кислот. Растворы кислот под давлением проникают в имеющиеся в пласте мелкие поры и трещины и расширяют их. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для кислотной обработки применяют в основном водные растворы соляной кислоты и плавиковой (фтористоводородной) кислоты. Концентрация кислоты в растворе обычно принимается равной 10—15 %, что связано с опасностью коррозионного разрушения труб и оборудования. Однако в связи с широким использованием высокоэффективных ингибиторов коррозии и снижением опасности коррозии концентрацию кислоты в растворе увеличивают до 25—28 %, что позволяет повысить эффективность кислотной обработки. Длительность кислотной обработки скважин зависит от многих факторов — температуры на забое скважины, вида пород продуктивного пласта, их химического состава, концентрации раствора, давления закачки. Технологический процесс кислотной обработки скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором, продавливание кислотного раствора в пласт при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После окончания процесса продавливания скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта. Длительность кислотной обработки после продавливания составляет 12—16 ч на месторождениях с температурой на забое не более 40° С и 2—3 ч при забойных температурах 100—150° С.

Гидравлический разрыв пласта — это процесс, связанный с образованием и раскрытием трещин в призабойной зоне продуктивных пластов под гидростатическим действием жидкости, закачиваемой в скважину под большим давлением. Давление закачки зависит от глубины залегания продуктивного пласта, вида пород, составляющих этот пласт, и др. Обычно давление при гидравлическом разрыве должно превышать гидростатическое давление в скважине в 1,5—3 раза. Конкретное давление гидравлического разрыва характеризуется градиентом разрывного давления, который изменяется в пределах от 0,0105 до 0,02 МПа/м. Например, для нефтяных месторождений Татарии и Башкирии при

глубинах скважин 1650–1800 м градиент разрывного давления составляет 0,014–0,017 МПа/м, т.е. давление гидравлического разрыва меняется в пределах от 23 до 30 МПа. Для предупреждения закрытия образовавшихся трещин в породах пласта в их полости вводят крупнозернистый песок. При производстве гидравлического разрыва применяют три вида рабочих жидкостей: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочную жидкость. В качестве жидкости разрыва обычно применяют жидкости на углеводородной основе (нефть, дизельное топливо, керосин). Жидкость-песконоситель должна хорошо удерживать в своем составе частицы песка размером 0,3–1 мм и предназначена для заполнения песком раскрытых трещин в пласте. Жидкости-песконосители готовят на углеводородной основе с введением загустителей для повышения вязкости (например, нефтяного гудрона). В качестве продавочной жидкости в эксплуатационных скважинах используют нефть, а в нагнетательных — воду. Гидравлический разрыв пласта осуществляют закачкой в скважину рабочей жидкости под большим давлением с помощью поршневых насосных агрегатов. Вначале в скважину закачивают жидкость разрыва и проводят опробование пластов на приемистость и устанавливают возможность образования трещин в пласте. После этого, не снижая темпа закачки, с помощью второго агрегата в скважину закачивают жидкость-песконоситель. После того как в скважину вместе с жидкостью закачают необходимое количество песка, включают насосный агрегат для подачи в скважину продавочной жидкости, с помощью которой вдавливают частицы песка в образовавшиеся трещины пласта.

Термокислотную обработку скважин применяют на месторождениях нефтей с большим содержанием парафина. В этом случае перед кислотной обработкой скважину промывают горячей нефтью или призабойную зону пласта прогревают каким-либо нагревателем для расплавления осадков парафинистых отложений. Сразу после этого проводят кислотную обработку.

Термохимическая обработка скважины связана с размещением на забое скважины термореактора — перфорированной трубы, которую предварительно заполняют прутками магния. Затем в термореактор с поверхности подают кислотный раствор. Кислота вступает с магнием в экзотермическую реакцию. Нагрев призабойной зоны пласта способствует лучшему проникновению кислоты в поры и трещины пласта. Применяют также внутрипластовую термохимическую обработку, когда при гидроразрыве пласта вместе с жидкостью-песконосителем в трещины и поры пласта закачивают порошок магния. При последующей кислотной обработке экзотермические реакции кислоты с магнием происходят непосредственно в трещинах пласта, а непрореагировавшая кислота способствует расширению пор и трещин в пласте.

МЕТОДЫ ДОБЫЧИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

В зависимости от состава продукции, получаемой из газовых скважин, газовые месторождения разделяют на две группы: чисто газовые месторождения и газоконденсатные месторождения. На газовых месторождениях из скважин поступает чистый газ (именуемый в дальнейшем природный газ) вместе с небольшим количеством влаги и твердыми частицами механических примесей. Природный газ состоит в основном из легкого углеводорода — метана (94—98 %), не конденсирующегося при изменении пластового давления. Чисто газовые месторождения встречаются редко. Примерами чисто газовых месторождений являются Северо-Ставропольское, Уренгойское и Медвежье (в сеноманских отложениях). В состав газоконденсатных месторождений входит не только легкий углеводород парафинового ряда, метан, но и более тяжелые углеводороды этого ряда (от пентана и далее). При этом содержание метана в газе снижается до 70—90 % по объему. Более тяжелые, чем метан, углеводороды при изменении пластового давления переходят в жидкое состояние (конденсируются), образуя так называемый конденсат. Вместе с газом и конденсатом с забоя скважин поступает вода и твердые частицы механических примесей. На ряде отечественных (Оренбургское, Астраханское газоконденсатные месторождения) и зарубежных (например, Лакское во Франции) месторождений газы содержат достаточно большое количество сероводорода и углекислого газа (до 25 % по объему). Такие газы называются кислыми. Кроме того, на ряде месторождений вместе с газом из скважин поступает достаточно большое количество ценных инертных газов (в основном гелия).

Основной метод добычи газа и газового конденсата — фонтанный, так как газ в продуктивном пласте обладает достаточно большой энергией, обеспечивающей его перемещение по капиллярным каналам пласта к забоям газовых скважин. Как и при фонтанном способе добычи нефти, газ поступает к устью скважины по колонне фонтанных труб.

Следует отметить, что добычу газа ведут из одного продуктивного пласта (однопластовые месторождения) и из двух и более пластов (многопластовые месторождения).

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации газовых скважин и обеспечения оптимального дебита этих скважин большое значение имеет выбор оптимального диаметра фонтанных труб. Оптимальный диаметр фонтанных труб определяют исходя из двух критериев: максимального выноса с забоя скважины на поверхность твердых и жидких примесей газа и минимума потерь давления в трубах при заданном дебите газовой скважины. Вынос твердых частиц с забоя скважины с потоком газа обеспечивается в том случае, если скорость вос-

ходящего потока в скважине превысит критическую скорость, при которой твердые частицы еще будут находиться во взвешенном состоянии в потоке газа.

Оборудование устья и забоя газовых скважин, а также конструкция газовой скважины практически аналогичны описанным нефтяным скважинам.

Эксплуатация газовых скважин связана с необходимостью обеспечения заданного дебита газа и газового конденсата (на газоконденсатных месторождениях). Решение этой основной задачи эксплуатации газовых скважин во многом зависит от состояния призабойной зоны скважины, степени ее обводненности, наличия в составе газа и конденсата агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа) и других факторов, среди которых важное значение имеет число одновременно эксплуатируемых продуктивных пластов в одной скважине.

При значительных пескопроявлениях продуктивного пласта, т.е. при выходе из призабойной зоны пласта большого количества песка, на забое скважины образуются малопроницаемые для газа песчаные пробки, существенно снижающие дебит скважины. При равенстве проницаемостей пласта и песчаной пробки дебит скважины составляет всего 5 % дебита газа незасоренной скважины. Даже если проницаемость песчаной пробки будет в 10 раз больше, чем у продуктивного пласта, то и в этом случае дебит скважины не превысит 10 % дебита незасоренной скважины. Основные задачи, решаемые при эксплуатации газовых скважин с пескопроявлениями на забое: с одной стороны, предотвращение образования песчаных пробок за счет ограничения дебита скважин; с другой стороны, выбор такого дебита скважины, при котором обеспечивался бы вынос частиц песка, проникающих на забой, на поверхность, к устью скважины; наконец, если снижение дебита скважины для предотвращения образования песчаных пробок окажется намного меньше потенциального дебита скважины, то необходимо решать вопрос о защите призабойной зоны скважины от попадания песка и образования песчаных пробок с сохранением высокого дебита скважины. В последнем случае для защиты забоя скважины от попадания песка устанавливают различные фильтры: с круглыми отверстиями, щелевые и проволочные. Первые два вида фильтров представляют собой отрезки труб с круглыми отверстиями диаметром 1,5—2 мм или с продолговатыми отверстиями типа щелей. Проволочные фильтры — это отрезки труб с крупными круглыми отверстиями, обмотанные проволокой с малым шагом навивки. Применяют также закрепление слабых пород призабойной зоны пласта для предотвращения их разрушения и засорения забоя скважины. Для этого в скважину закачивают водные суспензии различных смол (фенольно-формальдегидных, карбамидных и др.). При этом в пласте смола отделяется от воды и цемен-

тирует частицы песка, а вода заполняет капиллярные каналы и удаляется из них при освоении скважины. Для удаления песчаных пробок применяют также промывку скважины.

При эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения призабойной зоны следует учитывать такие отрицательные последствия, как снижение дебита скважины, сильное обводнение газа, а значит, и большой объем его сепарации на промыслах для отделения воды, опасность образования большого объема кристаллогидратов и др. В связи с этим необходимо постоянное удаление воды с забойной зоны скважины. В процессе эксплуатации обводненных газовых скважин применяют периодическое и непрерывное удаление влаги из скважины. К периодическим методам удаления влаги относят: остановку скважины (периодическую) для обратного поглощения жидкости пластом; продувку скважины в атмосферу или через сифонные трубки; вспенивание жидкости в скважине за счет введения в скважину пенообразующих веществ (пенообразователей). К непрерывным методам удаления влаги из скважины относят: эксплуатацию скважин при скоростях выходящего газа, обеспечивающих вынос воды с забоя; непрерывную продувку скважин через сифонные или фонтанные трубы; применение плунжерного лифта; откачку жидкости скважинными насосами; непрерывное вспенивание жидкости в скважине. Выбор того или иного метода удаления влаги из газовых скважин зависит от большого числа факторов, к которым относят геолого-промысловую характеристику данного месторождения, конструкцию скважины, объемы воды, причины ее попадания в скважину, стадию разработки газового месторождения. Так, например, при малых дебитах газа из скважины достаточно применение одного из периодических методов удаления влаги, а при больших дебитах — одного из непрерывных методов. Наиболее широко применяют на практике относительно недорогой и достаточно эффективный метод введения в скважину веществ — пенообразователей. В качестве пенообразователей широко используют поверхностно-активные вещества (ПАВ) — сильные пенообразователи — сульфанол, синтетические моющие порошки ("Кристалл", "Луч") и др. Вспененная жидкость имеет значительно меньшую плотность и легко выносится на поверхность с потоком газа.

Если газовая скважина эксплуатируется на месторождениях с кислыми газами, содержащими большое количество сероводорода и углекислого газа, то главное — это защита обсадных и фонтанных труб и оборудования от агрессивного действия сероводорода и углекислого газа. Для защиты труб и оборудования от коррозии разработаны различные методы: ингибирование с помощью веществ — ингибиторов коррозии; применение для оборудования легированных коррозионно-стойких сталей и сплавов; применение коррозионно-стойких неметаллических и металлических покрытий; использование электрохими-

ческих методов защиты от коррозии; использование специальных технологических режимов эксплуатации оборудования.

Наибольшее распространение в практике эксплуатации газовых скважин при добыче кислых газов для защиты от коррозии нашли ингибиторы, т.е. вещества, при введении которых в коррозионную среду скорость коррозии значительно снижается или коррозия полностью прекращается. В практике эксплуатации газовых скважин применяют различные схемы ввода ингибиторов: инжекцию ингибиторов в межтрубное пространство; закачку ингибиторов непосредственно в пласт, введение ингибиторов в твердом состоянии. В межтрубное пространство ингибитор инжектируют с помощью специальной ингибиторной установки. Ингибитор в строго дозированном количестве под действием силы тяжести постоянно подается в межтрубное пространство, поступает на забой скважины и потоком газа по фонтанным трубам выносится на поверхность. Наличие в потоке газа с агрессивными компонентами ингибитора позволяет снизить скорость коррозии и заметно ослабить ее опасные последствия. Для борьбы с сероводородной коррозией эффективно вводить ингибиторы непосредственно в пласт. Ингибиторы в пласты закачивают с помощью цементировочных агрегатов под давлением один раз за время от 3 до 12 мес. Однако при закачке ингибиторов непосредственно в пласты необходимо принимать меры, предотвращающие загрязнение капиллярных каналов пласта.

Легированные коррозионно-стойкие стали используют для изготовления внутрискважинного оборудования (пакеры, циркуляционные и предохранительные клапаны и др.). В отдельных случаях для фонтанных и обсадных труб применяют алюминиевые сплавы — дюралюмины Д16Т, Д16АТ, хромистые нержавеющие стали марок 2Х13, 1Х13, Х13, Х9М, Х8.

При протекторной защите фонтанных и обсадных труб последние контактируют с пластинами из более электроотрицательных металлов (магния, цинка). В этом случае коррозионному разрушению подвергаются не стальные трубы, а более отрицательные металлы анода. Если для защиты труб и оборудования применяют катодную защиту, то от источника постоянного тока (катодной станции) на трубы или оборудование подают отрицательный потенциал, а на рядом расположенный отрезок трубы (анод) — положительный потенциал, что приводит к разрушению анода и к сохранению без разрушения катода, т.е. металла труб или оборудования.

В практике эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, как уже было сказано, встречаются однопластовые и многопластовые месторождения. Эксплуатацию многопластовых газовых или газоконденсатных месторождений можно вести двумя способами. При первом способе для извлечения газа из продуктивных пластов на каж-

дый пласт пробуривают свои скважины, что приводит к значительному увеличению числа скважин и повышению капитальных затрат для разработки такого месторождения. При втором способе извлечение газа и газового конденсата из двух или более пластов выполняют одной скважиной. При этом значительно сокращается число скважин, а следовательно, и капитальные затраты и увеличивается дебит каждой скважины. При эксплуатации многопластовых месторождений одной скважиной наиболее часто применяют раздельный отбор газа из каждого пласта с использованием различных схем. Обязательным для любой из схем является применение пакеров. Пакер — это разделитель или разобщитель пластов. Уплотнение в пакере создают за счет применения уплотнительных колец из резины или фторопласта. Пакер закрепляют на резьбе между фонтанными трубами и вместе с колонной фонтанных труб опускают в скважину, оснащенную обсадными трубами. При раздельной эксплуатации применяют как одну, так и несколько колонн фонтанных труб, соответствующих числу пластов. Возможна эксплуатация нескольких пластов одной скважиной и без разделения пластов, когда газ из всех пластов поступает в скважину, перемешивается и по фонтанным трубам выходит на поверхность. Однако в этом случае невозможно контролировать и регулировать разработку отдельных пластов.

СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА К ДАЛЬНЕМУ ТРУБОПРОВОДНОМУ ТРАНСПОРТУ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистые нефть и газ. Вместе с нефтью из скважин поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). В таком виде нефть транспортировать по трубопроводам на нефтеперерабатывающие заводы недопустимо по следующим причинам. Пластовая вода — это сильноминерализованная среда с содержанием солей до 2500 мг/л. Содержание пластовой воды в нефти в конечной стадии эксплуатации месторождения может достигать 80 %. При переработке нефти и для получения необходимых нефтепродуктов пластовая вода — ненужный балласт, на транспорт которого бесполезно затрачивается энергия. Кроме того, при обезвоживании нефти на нефтеперерабатывающих заводах возникнут большие трудности с использованием или захоронением отделенной воды. В то же время на промыслах после соответствующей очистки пластовая вода закачивается обратно в продуктивные пласты для поддержания пластового давления. Так как минерализованная пластовая вода является агрессивной средой с точки зрения коррозии, то при хранении и транспорте

необезвоженной нефти возможны коррозионные разрушения днищ резервуаров и труб магистральных трубопроводов. При хранении необезвоженной нефти вода как среда с большей, чем нефть, плотностью скапливается на днище резервуара и вызывает его коррозионное разрушение. В низких точках трассы трубопровода также скапливается вода, способствующая коррозионному разрушению труб. Попутный (нефтяной) газ, растворенный в нефти, представляет ценное сырье для нефтехимической промышленности и, кроме того, может применяться в качестве высококалорийного топлива. Твердые частицы, поступающие с потоком нефти из скважины, вызывают износ трубопроводов и оборудования. Поэтому перед подачей нефти в магистральный нефтепровод проводят ее подготовку непосредственно на нефтяных промыслах с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц.

Природный газ, добываемый на чисто газовых месторождениях, содержит повышенное количество влаги, а также твердые частицы. На газоконденсатных месторождениях добываемому газу сопутствует большое количество газового жидкого конденсата. Влага, содержащаяся в газе, способствует образованию и отложению на стенках трубопроводов кристаллогидратов. Кристаллогидраты, называемые также гидратами, — снегоподобные твердые вещества, образующиеся при наличии влаги в составе газа. Образование кристаллогидратов резко сужает поперечное сечение труб и снижает пропускную способность газопроводов и фонтанных труб в скважинах. Газовый конденсат — ценное сырье для нефтехимической промышленности и его необходимо отделять от газа и направлять на газоперерабатывающие заводы. В связи с изложенным газ, как и нефть, перед подачей в магистральный газопровод непосредственно на газовых промыслах подвергают специальной подготовке с целью удаления влаги, конденсата и механических примесей.

Сбор и подготовка нефти на нефтяных промыслах

На всех вновь сооружаемых нефтяных промыслах используют централизованную схему сбора и подготовки нефти (рис. 13). По этой схеме сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступившей от каждой скважины нефти, а также первичную сепарацию для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением отделенного газа по газопроводу на ГПЗ. Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС).

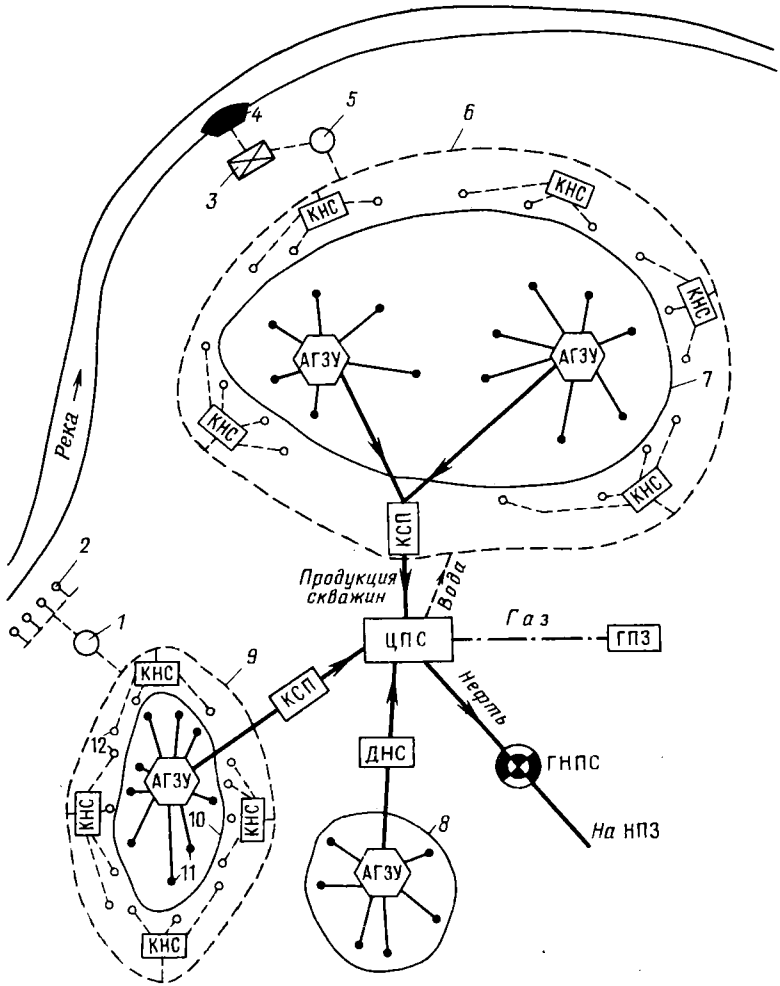


Рис. 13. Централизованная схема сбора и подготовки нефти:

1, 5 — насосные станции первого подъема воды; *2* — скважины подрусловго отбора воды; *3* — станция очистки воды; *4* — открытый водозабор; *6, 9* — кольцевые водоводы; *7, 8, 10* — контуры месторождений; *11* — нефтяные скважины; *12* — скважины для закачки воды в пласт

Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но в ряде случаев один ЦПС устраивают на несколько месторождений с размещением его на наиболее крупном месторождении. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где частично производится обработка нефти. На

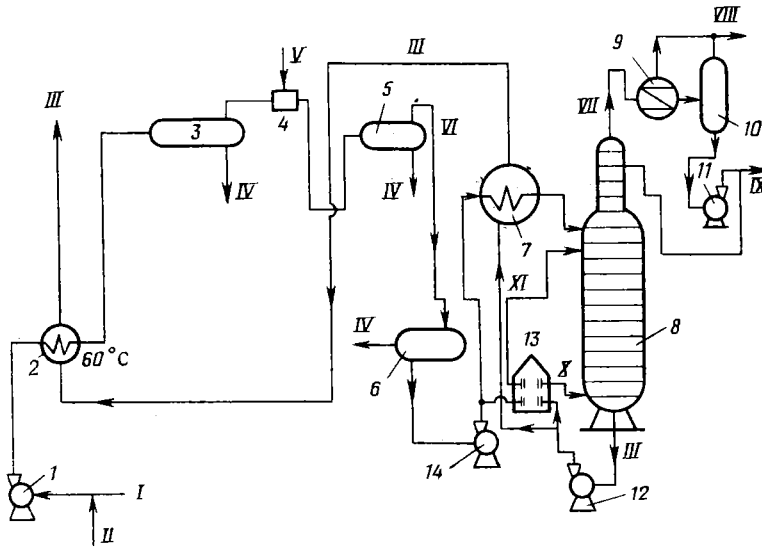


Рис. 14. Технологическая схема УКПН

ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. В связи с этим установку по подготовке нефти называют установкой по комплексной подготовке нефти (УКПН). Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

УКПН представляет собой небольшой завод по первичной (промысловой) подготовке нефти. Для подготовки нефти к дальнему трубопроводному транспорту на УКПН выполняют дегазацию, обезвоживание и обессоливание, стабилизацию нефти. В сырую нефть (рис. 14), поступающую по линии *I*, подается деэмульгатор (по линии *II*). Далее насосом *1* сырая нефть направляется в теплообменник *2*, в котором нагревается до 50–60° С горячей стабильной нефтью, поступающей по линии *III* после стабилизационной колонны *8*. Подогретая нефть в отстойнике первой ступени обезвоживания *3* частично отделяется от воды и проходит через смеситель *4*, где смешивается с пресной водой, поступающей по линии *V*, для отмывки солей и направляется в отстойник второй ступени *5* и по линии *VI* в электродегидратор *6*. Отделенная вода отводится по линиям *IV*. При необходимости улучшения степени обессоливания применяют несколько смесителей, отстойников и электродегидраторов, включенных последовательно. Обес-

соленная нефть насосом *14* направляется в отпарную часть стабилизационной колонны *8* через теплообменник *7*. Нагрев нефти в теплообменнике *7* до 150–160° С осуществляется за счет тепла стабильной нефти, поступающей непосредственно снизу стабилизационной колонны *8*. В стабилизационной колонне происходит отделение легких фракций нефти, которые конденсируются и передаются на ГБЗ. В нижней (отпарной) и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелочные устройства, которые способствуют более полному отделению легких фракций. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура (до 240° С), чем температура нефти, поступающей вверх отпарной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь *13*. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом *12* по линии *X*. В печи *13* может также подогреваться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх отпарной колонны по линии *XI*. В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии *VII* из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник *9*. В конденсаторе-холодильнике пары охлаждаются до 30° С, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения *10*. Газ и несконденсировавшиеся пары направляются по линии *VIII* на горелки печи *13*. Конденсат (широкая фракция легких углеводородов) насосом *11* перекачивается в емкости хранения, а часть по линии *IX* направляется в верх стабилизационной колонны на орошение.

Следует отметить, что для перемещения нефти от АГЗУ до ЦПС пластового давления часто оказывается недостаточно. Поэтому между АГЗУ и ЦПС размещают насосную станцию, которая и создает дополнительное давление в сборном коллекторе, как бы дожимает поток нефти. Эту насосную станцию называют дожимная насосная станция (ДНС). На ЦПС расположена также установка по подготовке воды (УПВ), на которой вода, отделенная на УКПН от нефти, подвергается очистке от частиц механических примесей, окислов железа и т.д. и направляется в систему поддержания пластового давления (ППД). В системе ППД подготовленная вода с помощью кустовых насосных станций (КНС) под большим давлением (до 20–25 МПа) через систему трубопроводов-водоводов подается к нагнетательным (инжекционным) скважинам и затем в продуктивные пласты.

Рассмотрим кратко основные принципы технологических процессов промысловой подготовки нефти и воды. Продукция нефтяных скважин прежде всего подвергается процессу сепарации (отделения от нефти газа, а также воды). Сепарация при подготовке нефти осу

ществляется в несколько ступеней. Первичная сепарация осуществляется на АГЗУ, а вторая и последующие ступени — на УКПН. Сепарацию нефти выполняют в специальных аппаратах — сепараторах, которые бывают вертикальными и горизонтальными. Вертикальный сепаратор состоит из четырех секций (рис. 15). Секция *I* — это секция интенсивного выделения газа из нефти. Газоводонефтяная смесь под большим давлением поступает в рабочее пространство сепаратора с увеличенным объемом. При этом за счет резкого снижения скорости потока вода и газ отделяются от нефти и поступают: вода в нижние секции, а газ удаляется из сепаратора через верхний патрубок. Повышенный эффект сепарации обеспечивается при тангенциальном подводе газа в сепаратор. В этом случае поток газоводонефтяной смеси попадает в рабочее пространство цилиндрического корпуса сепаратора по касательной и перемещается путем вращения по стенкам корпуса, что создает оптимальные условия для отделения воды и газа. Затем нефть поступает в секцию *II* сепаратора, где она стекает под действием силы тяжести вниз по наклонным полкам тонким слоем. Это создает лучшие условия для выделения газа из нефти за счет снижения толщины ее слоя и увеличения времени пребывания смеси в секции *II*. После секции *II* нефть попадает в секцию *III* — сбора нефти. Секция *IV* — каплеудаления предназначена для улавливания капель жидкости, увлекаемых выходящим потоком газа.

Горизонтальные сепараторы имеют ряд преимуществ перед вертикальными: большую пропускную способность и более высокий эффект сепарации. Принцип работы горизонтальных сепараторов аналогичен вертикальным. Но за счет того, что в горизонтальных сепараторах капли жидкости падают перпендикулярно к потоку газа, а не навстречу ему, как в вертикальных сепараторах, горизонтальные сепараторы имеют большую пропускную способность. Для повышения эффективности процесса сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства и предварительный отбор газа перед входом в сепаратор. В гидроциклоне входящий газожидкостный поток приводится во вращательное движение, капли нефти как более тяжелые под действием центробежной силы отбрасываются на стенки трубы, а газовая струя перемещается в корпус сепаратора. Горизонтальный сепаратор с предварительным отбором газа отличается тем, что нефтегазовая смесь вводится в корпус сепаратора по наклонным участкам трубопровода (рис. 16). Уклон входного трубопровода *1* — 10—15°. При подъеме и последующем спуске по входному трубопроводу происходит разделение жидкости и газа, и газ по газоотводящим трубкам отводится к каплеуловителю и после этого направляется в газопровод и вместе с газом, отделенным в корпусе сепаратора, направляется на ГПЗ.

Обезвоживание и обессоливание нефти — взаимосвязанные процес-

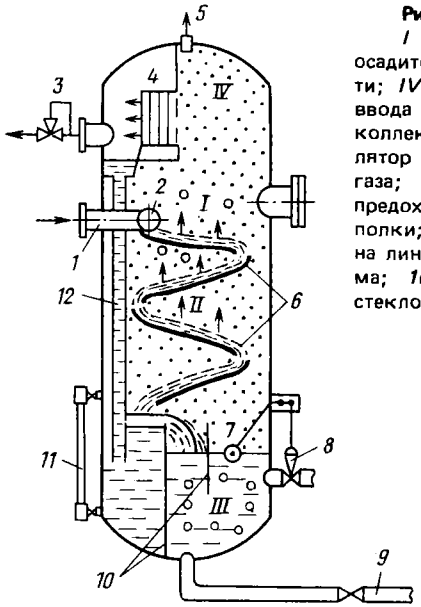


Рис. 15. Вертикальный сепаратор:

I — основная сепарационная секция; *II* — осадительная секция; *III* — секция сбора нефти; *IV* — секция каплеудаления; *1* — патрубок ввода газожидкостной смеси; *2* — раздаточный коллектор со щелевым выходом; *3* — регулятор давления "до себя" на линии отвода газа; *4* — жалюзийный каплеуловитель; *5* — предохранительный клапан; *6* — наклонные полки; *7* — поплавок; *8* — регулятор уровня на линии отвода нефти; *9* — линия сброса шлама; *10* — перегородки; *11* — уровнемерное стекло; *12* — дренажная труба

сы, так как основная масса солей сосредоточена в пластовой воде и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти. Обезвоживание нефти затруднено тем, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии типа "вода в нефти". В этом случае вода диспергирует в нефтяной среде на мельчайшие капли, образуя стойкую эмульсию. Следовательно, для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо отделить от нее эти мельчайшие капли воды и удалить воду из нефти. Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы: гравитационный отстой нефти; горячий отстой нефти; термохимические методы; электрообессоливание и электрообезвоживание нефти. Наиболее простой по технологии процесс гравитационного от-

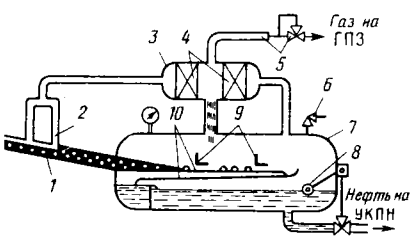


Рис. 16. Горизонтальный сепаратор с предварительным отбором газа:

1 — входной трубопровод; *2* — вилка для предварительного отбора газа; *3* — каплеуловитель (сепаратор газа); *4* — жалюзийные насадки; *5* — газопровод с регулятором давления "до себя"; *6* — предохранительный клапан; *7* — корпус сепаратора; *8* — поплавок; *9* — пеногасители; *10* — наклонные полки

стоя. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно резервуара, где и скапливаются в виде слоя подтоварной воды. Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти — малопроизводительный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти. Более эффективен горячий отстой обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 50—70° С значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Общим недостатком гравитационных методов обезвоживания является его малая эффективность. Поэтому при подготовке нефти применяют такие более эффективные методы, как химические и термохимические, а также электрообезвоживание и обессоливание. При химических методах в обводненную нефть вводят специальные вещества, называемые деэмульгаторами. Обычно в качестве деэмульгаторов используют ПАВ. Их вводят в состав нефти в небольших количествах — от 5—10 до 50—60 г на 1 т нефти. Наилучшие результаты показывают так называемые неионогенные ПАВ, которые в нефти не распадаются на анионы и катионы. Это такие вещества, как дисолваны, сепаролы, дипроаксимины и др. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть — вода" и вытесняют или замещают менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Причем пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, что облегчает слияние мелких капель в крупные, т.е. процесс коалесценции. Крупные капли влаги легко оседают на дно резервуара. Эффективность и скорость химического обезвоживания значительно повышаются за счет нагрева нефти, т.е. при термохимических методах, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды. Наиболее низкое остаточное содержание воды достигается при использовании электрических методов обезвоживания и обессоливания. Электрообезвоживание и электрообессоливание нефти связаны с пропусканием нефти через специальные аппараты — электродегидраторы, где нефть проходит между электродами, создающими электрическое поле высокого напряжения (20—30 кВ). Для повышения скорости электрообезвоживания и электрообессоливания нефть предварительно подогревают до температуры 50—70° / С. При прохождении обезвоженной нефти через электрическое поле высокого напряжения капли воды поляризуются, т.е. вытягиваются в длину и по краям капель формируются противоположные электрические заряды. Поляризация капель воды способствует объединению мелких капель в крупные и ускорению их выделения из нефти. При промысловой подготовке нефти на УКПН обычно используют все описанные методы дегазации, обессоливания и обезвоживания неф-

ти. Частицы механических примесей удаляются из нефти в процессе сепарации и отстоя. В технологии промысловой подготовки нефти применяют также стабилизацию нефти. Дело в том, что после дегазации в составе нефти остается какое-то количество легких углеводородов — метана, этана и др. При хранении такой нефти в резервуарах, при транспортировке ее по трубопроводам, в цистернах по железной дороге или водным путем значительная часть этих легких углеводородов теряется за счет испарения. Легкие углеводороды являются инициаторами интенсивного испарения нефти, так как они увлекают за собой и более тяжелые углеводороды. В то же время легкие углеводороды являются ценным сырьем и топливом (легкие бензины). Поэтому перед подачей нефти из нее извлекают легкие низкокипящие углеводороды. Эта технологическая операция и называется стабилизацией нефти. Для стабилизации нефти ее подвергают ректификации или горячей сепарации. Наиболее простой и более широко применяемой в промысловой подготовке нефти является горячая сепарация, выполняемая на специальной стабилизационной установке. При горячей сепарации нефть предварительно подогревают в специальных нагревателях и подают в сепаратор, обычно горизонтальный. В сепараторе из подогретой до 40—80° С нефти активно испаряются легкие углеводороды, которые отсасываются компрессором и через холодильную установку и бензосепаратор направляются в сборный газопровод. В бензосепараторе от легкой фракции дополнительно отделяют за счет конденсации тяжелые углеводороды.

Вода, отделенная от нефти на УКПН, поступает на УПВ, расположенную также на ЦПС. Особенно большое количество воды отделяют от нефти на завершающей стадии эксплуатации нефтяных месторождений, когда содержание воды в нефти может достигать до 80 %, т.е. с каждым кубометром нефти извлекается 4 $м^3$ воды. Пластовая вода, отделенная от нефти, содержит механические примеси, капли нефти, гидраты закиси и окиси железа и большое количество солей (до 2500 мг/л). Механические примеси забивают поры в продуктивных пластах и препятствуют проникновению воды в капиллярные каналы пластов, а следовательно, приводят к нарушению контакта "вода — нефть" в пласте и к снижению эффективности поддержания пластового давления. Этому же способствуют и гидраты окиси железа, выпадающие в осадок. Соли, содержащиеся в воде, способствуют коррозии трубопроводов и оборудования. Поэтому сточные воды, отделенные от нефти на УКПН, необходимо очистить от механических примесей, капель нефти, гидратов окиси железа и солей и только после этого закачивать в продуктивные пласты. Допустимые содержания в закачиваемой воде механических примесей, нефти, соединений железа устанавливают конкретно для каждого нефтяного месторождения. Для очистки сточных вод применяют закрытую (герметизированную) систему очистки. В герметизи-

рованной системе в основном используют три метода: отстой, фильтрование и флотацию. Метод отстоя основан на гравитационном разделении твердых частиц механических примесей, капель нефти и воды. Процесс отстоя проводят в горизонтальных аппаратах-отстойниках или в вертикальных резервуарах-отстойниках. Метод фильтрования основан на прохождении загрязненной пластовой воды через гидрофобный фильтрующий слой, например через гранулы полиэтилена. Гранулы полиэтилена "захватывают" капельки нефти и частицы механических примесей и свободно пропускают воду. Метод флотации основан на одноименном явлении, когда пузырьки воздуха или газа, проходя через слой загрязненной воды снизу вверх, осаждаются на поверхности твердых частиц, капель нефти и способствуют их всплытию на поверхность. Очистку сточных вод осуществляют на установках очистки вод марок УОВ-750, УОВ-1500, УОВ-3000 и УОВ-10000, имеющих пропускную способность соответственно 750, 1500, 3000 и 10000 $м^3$/сут. Следует отметить, что установка УОВ-10000 состоит из трех установок УОВ-3000. Каждая такая установка состоит из четырех блоков: отстойника, флотации, сепарации и насосного. Вместе с очищенной пластовой водой в продуктивные пласты для поддержания пластового давления закачивают пресную воду, получаемую из двух источников: подземных (артезианских скважин) и открытых водоемов (рек). Грунтовые воды, добываемые из артезианских скважин, отличаются высокой степенью чистоты и во многих случаях не требуют глубокой очистки перед закачкой в пласты. В то же время вода открытых водоемов значительно загрязнена глинистыми частицами, соединениями железа, микроорганизмами и требует дополнительной очистки. В настоящее время применяют два вида забора воды из открытых водоемов: подрусловый и открытый. При подрусловом методе воду забирают ниже дна реки — "под руслом". Для этого в пойме реки пробуривают скважины глубиной 20—30 м и диаметром 300 мм. Эти скважины обязательно проходят через слой песчаного грунта. Скважину укрепляют обсадными трубами с отверстиями на концах и в них опускают водозаборные трубы диаметром 200 мм. В этом случае получают как бы два сообщающихся сосуда — "река — скважина", разделенных естественным фильтром (слоем песчаного грунта). Вода из реки профильтровывается через песок и накапливается в скважине. Приток воды из скважин и удаление ее форсируются вакуум-насосом или водоподъемным насосом. Далее вода забирается насосом и подается в резервуары чистой воды, а оттуда — на кустовую насосную станцию (КНС). При открытом методе воду с помощью насосов первого подъема откачивают из реки и подают на водоочистную станцию, где она проходит цикл очистки и попадает в отстойник. В отстойнике с помощью реагентов-коагуляторов частицы механических примесей и соединений железа выводятся в осадок. Окончательная очистка воды происходит в фильтрах, где в качестве фильт-

рующих материалов используют чистый песок или мелкий уголь.

Все оборудование системы сбора и подготовки нефти и воды поставляют в комплектно-блочном исполнении в виде полностью готовых блоков или суперблоков.

Сбор и подготовка газа и газового конденсата

Существует несколько схем сбора газа и газового конденсата на промыслах: линейная, кольцевая, групповая. Конкретный выбор схемы сбора газа зависит от многих причин, в числе которых геологические условия месторождения, состав и свойства добываемой продукции газовых скважин, способа подготовки газа и газового конденсата к транспортировке, требований потребителей и другие факторы. Каждая газовая скважина соединяется с газосборными коллекторами газопроводами-шлейфами. Газосборные коллекторы соединяют газопроводы-шлейфы с установками комплексной подготовки газа (УКПГ). При наличии на месторождении нескольких УКПГ их соединяют между собой соединительными газопроводами. Наибольшее применение на новых газовых и газоконденсатных месторождениях получила централизованная система сбора. Газ и газовый конденсат от группы скважин по индивидуальным газопроводам-шлейфам поступают на УКПГ и затем после подготовки на каждой УКПГ — в газосборный коллектор и на головные сооружения (ГС). Следует отметить, что на первых стадиях разработки газовых месторождений широко применяли индивидуальные схемы сбора газа, когда на каждую скважину устанавливали свой комплекс оборудования для подготовки газа. Эта схема сбора газа отличалась высокой степенью надежности, так как выход из строя одной индивидуальной установки не прекращал работы всей системы. Однако из-за ряда крупных недостатков — большой металлоемкости и рассредоточенности объектов, повышенной численности обслуживающего персонала, сложной системы водо- и теплоснабжения эта система в настоящее время не применяется.

На современных газовых месторождениях система сбора и подготовки газа включает следующие сооружения: установку предварительной подготовки газа (УППГ), УКПГ и ГС. Это общая схема, так как в зависимости от характера месторождения (чисто газовое или газоконденсатное) и других факторов процессы подготовки газа могут в основном сосредоточиваться на УППГ, УКПГ или на УКПГ и ГС. Например, если месторождение чисто газовое, то вся подготовка газа сосредоточивается на УКПГ, а на УППГ выполняют только замер объемов продукции, поступившей от каждой газовой скважины. На газоконденсатных месторождениях на УППГ выполняют не только замер объема продукции каждой скважины, но и частичное отделение влаги и конденсата.

При промысловой подготовке газа в основном для удаления вла-

ги и конденсата применяют три технологических процесса: низкотемпературную сепарацию (НТС), абсорбционную сушку и адсорбционную сушку. Области применения каждого из этих технологических процессов определяются конкретными условиями каждого газового месторождения. Так, для подготовки газа на чисто газовых месторождениях для удаления влаги широко применяют абсорбционную, а также адсорбционную сушку. При наличии в газе конденсата наряду с абсорбционной и адсорбционной сушкой, особенно в условиях северных газоконденсатных месторождений, широко применяют низкотемпературную сепарацию (НТС), а при содержании конденсата более 100 $см^3$ в 1 $м^3$ газа применяют также и низкотемпературную абсорбцию (НТА). Если газ содержит повышенное количество сероводорода и углекислого газа (кислые газы), то газ дополнительно очищают от сероводорода и углекислого газа на специальных установках, а на крупных месторождениях на ГПЗ.

Низкотемпературная сепарация осуществляется при температурах от -15° С в описанных ранее гравитационных или циклонных сепараторах с предварительным охлаждением газа. Охлаждение газа до низких температур позволяет более глубоко провести удаление влаги и конденсата. Для охлаждения газа и газового конденсата при НТС используют два метода: дросселирование газа и применение специальных холодильных машин. Метод дросселирования основан на "дроссель-эффекте" или эффекте Джоуля — Томсона, изучаемого в курсе физики. Суть этого эффекта заключается в изменении температуры газа при снижении давления на дросселе, т.е. на местном препятствии потоку газа. При положительном эффекте Джоуля — Томсона газ в процессе дросселирования охлаждается, а при отрицательном — нагревается. Для природного газа, состоящего в основном из метана, эффект Джоуля — Томсона положительный, т.е. происходит с охлаждением газа. Для дросселирования газа перед входом в сепаратор устанавливают дроссель, т.е. шайбу с узким проходным отверстием. Дросселирование газа широко применяют при низкотемпературной сепарации ввиду простоты устройства дросселя и отсутствия сложного холодильного оборудования. Однако дросселирование эффективно для охлаждения газа только при определенном устьевом давлении газовой скважины (во всяком случае не менее 6 МПа). Поэтому применение дросселирования на поздних стадиях разработки месторождения неэффективно из-за падения давления газа. В этом случае для охлаждения газа применяют специальные холодильные машины. Применение таких машин позволяет вести подготовку газа до конца разработки месторождения, но при этом возрастают (примерно в 2–2,5 раза) капитальные вложения в обустройство промыслов. Для предотвращения образования гидратов в сырой газ вводят водный раствор гликолей, в частности диэтиленгликоль (ДЭГ).

Абсорбционные методы удаления влаги и конденсата из газа основаны на явлении абсорбции, т.е. поглощения влаги и конденсата жидкими веществами, называемыми абсорбентами. В качестве абсорбентов широко используют водные растворы гликолей: диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ). Применение гликолей в качестве абсорбентов объясняется тем, что они удовлетворяют требованиям, предъявляемым к абсорбентам: высокая взаиморастворимость с водой, простота регенерации, т.е. восстановления насыщенного влагой ДЭГ или ТЭГ, малая вязкость и низкая коррозионная активность, неспособность к образованию пены. Этим требованиям лучше всего удовлетворяет ДЭГ. Для извлечения тяжелых углеводородов конденсата в качестве абсорбента применяют углеводородные жидкости. Для проведения абсорбции применяют специальные абсорбционные колонны. В корпусе колонны — абсорбера по высоте снизу вверх последовательно расположены три секции: сепарационная, поглотительная (абсорбционная) и отбойная. Абсорбент (водный раствор ДЭГ) поступает в верхнюю часть колонны и движется сверху вниз. Газ проходит по колонне-абсорберу в противоположном направлении, т.е. снизу вверх, и контактирует с абсорбентом. В поглотительной секции абсорбера и происходит основной процесс поглощения влаги абсорбентом. Осушенный газ выходит из верхней части абсорбера, а насыщенный влагой раствор ДЭГ — из нижней части абсорбера. Регенерация насыщенного водой абсорбента осуществляется путем его нагрева в печах и испарения воды.

Адсорбционный метод осушки газа связан с применением метода адсорбции, т.е. поглощения влаги твердыми веществами — адсорбентами. В качестве адсорбентов используют твердые пористые вещества, имеющие развитую удельную поверхность: активированные угли, силикогели, цеолиты естественные и искусственные. Насыщенные водой и конденсатом вещества-адсорбенты могут быть регенерированы за счет удаления поглощенной влаги и повторно использованы. Этот процесс называют десорбцией. Адсорбционную осушку газа осуществляют на адсорбционной установке, в состав которой входят две или более колонн — адсорберов. Когда один из аппаратов работает в режиме адсорбции, то другой — в режиме регенерации — десорбции. При режиме адсорбции сырой газ проходит в аппарате через слой адсорбента, где очищается от влаги и конденсата. В таком режиме аппарат работает обычно 8 ч (реже 16 или 24 ч). За это время слой адсорбента насыщается влагой и конденсатом. После этого аппарат переключается на работу в режиме регенерации. При регенерации адсорбента часть сырого газа нагревают в нагревателях до температуры 200—300° С и затем подают в колонну. Нагретый газ, проходя через слой насыщенного влагой и конденсатом адсорбента, поглощает влагу и конденсат и выводит их за пределы колонны. Затем циклы адсорбции и десорбции

периодически повторяют. Адсорбционные методы осушки газа по сравнению с абсорбционными позволяют провести более глубокую очистку газа от влаги со снижением точки росы до -50° С и ниже. Поэтому адсорбционные процессы осушки газа находят применение на северных газовых месторождениях.

Глубина осушки газа перед подачей его в магистральные газопроводы определяется отраслевым стандартом Мингазпрома ОСТ 51.40–83 "Газы горючие, подаваемые в магистральные газопроводы", где установлена точка росы по влажности в разных климатических зонах. Точка росы — температура, до которой должен охладиться газ, чтобы достигнуть состояния насыщения водяным паром. При достижении точки росы в газе начинается конденсация влаги, что приводит к образованию гидратов. Поэтому для умеренной зоны нашей страны в период с 1 мая по 30 сентября точка росы газа по влаге не должна превышать 0° С, а с 1 октября по 30 апреля — $(-5)^\circ$ С. В холодной зоне нашей страны точка росы газа по влаге соответственно не должна превышать -10 и -20° С.

На месторождениях с повышенным содержанием сероводорода газ перед подачей в магистральный газопровод должен быть очищен от сероводорода. Это прежде всего имеет отношение к таким газоконденсатным месторождениям, как Оренбургское, Карачаганакское, Астраханское. По ОСТ 51.40–83 минимальное содержание сероводорода в газе, подаваемом в магистральный газопровод, не должно превышать 0,02 г на 1 $м^3$ газа. С другой стороны, сероводород — ценное сырье для получения высококачественной элементарной серы и серной кислоты. Поэтому отделенный от газа сероводород используют для получения серы и серной кислоты. Для удаления из газа сероводорода наиболее часто применяют абсорбционные методы, которые можно разделить на следующие три группы:

абсорбция сероводорода за счет его физического растворения в абсорбенте, в качестве которого применяют ацетон, трибутилфосфат;

абсорбция сероводорода как за счет физического растворения, так и за счет одновременно протекающих химических реакций взаимодействия вещества-абсорбента с сероводородом; в этом случае в качестве абсорбентов применяют смесь растворителя — сульфинола и химического поглотителя — диизопропаноламина и воды;

абсорбция сероводорода и углекислого газа при их химическом взаимодействии с химически активной частью абсорбента; в качестве абсорбентов при этом применяют моноэтаноламин (МЭА), диэтаноламин (ДЭА), триэтаноламин (ТЭА).

Наибольшее применение в практике очистки газа от сероводорода и углекислого газа нашел абсорбционный метод с применением в качестве абсорбентов водных растворов МЭА или ДЭА. Абсорбцию газа

для очистки его от сероводорода и углекислого газа проводят в абсорберах, где газ движется снизу вверх и взаимодействует со встречным потоком водного раствора МЭА или ДЭА.

ОСНОВЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

В промышленности используют, как правило, не саму нефть в том виде, в каком ее добывают из скважин на нефтяных промыслах, а продукты ее переработки — различные нефтепродукты, получаемые из нефти. Переработка нефти — сложный процесс, в котором выделяют обычно две основные стадии — первичную обработку и вторичную.

Первичная переработка нефти производится с целью разделения ее на отдельные группы углеводородов или фракции, соответствующие по своему составу определенным видам нефтепродуктов. Такое разделение нефти на фракции основано на различии температур испарения различных углеводородов или групп углеводородов и осуществляется путем перегонки (испарения) из смеси компонента с более низкой температурой кипения. Полученные пары после их сбора и охлаждения конденсируются, образуя так называемый дистиллят.

С целью более полного разделения нефти на фракции с довольно узкими пределами температур кипения осуществляют ее многократное испарение и конденсацию. Такое разделение нефти на несколько фракций путем многократного испарения и конденсации называется ректификацией и осуществляется в специальных ректификационных колоннах, являющихся основной частью установок по первичной переработке нефти (рис. 17). Нефть поступает в трубчатую печь *1*, где нагревается до температуры 350—360° С. При этом значительная часть углеводородов испаряется и эти пары вместе с жидким тяжелым остатком поступают в ректификационную колонну *2*. Температура в нижней части колонны поддерживается на уровне 350° С, а выше она постепенно уменьшается до 100—180° С. Жидкая часть нефти с температурой кипения выше 350° С составляет фракцию мазута и она остается в нижней части колонны. Пары нефти поднимаются вверх по колонне и по мере понижения температуры конденсируются соответствующие углеводороды. Технологический процесс рассчитан таким образом, что в самой верхней части колонны конденсируется бензиновая фракция, ниже — керосиновая и еще ниже — фракция дизельного топлива. Фракции, соответствующие бензину, керосину и дизельному топливу, отбираются из колонны. Для улучшения процесса ректификации внутри колонны располагаются тарелки, на которых и происходит процесс ректификации. Часть отобранного бензина после холодильника *3* поступает в верхнюю часть колонны в виде орошения. Тарелки устроены так (рис. 18), что на каждой из них происходит контакт жидкости,

стекающей вниз, с парами, поднимающимися вверх. При этом пары проходят через слой жидкости на тарелках, для чего на них имеются специальные колпачки. Благодаря этому улучшается разделение фракций, так как многократно на каждой тарелке происходит процесс конденсации паров при контакте с жидкостью и испарения части жидкости при контакте с парами. Для подогрева колонны в нижнюю ее часть подается водяной пар. Высота ректификационных колонн может достигать нескольких десятков метров, диаметр до 2—4 м, а число тарелок от 30—50 до 70—100, в зависимости от мощности и назначения колонны.

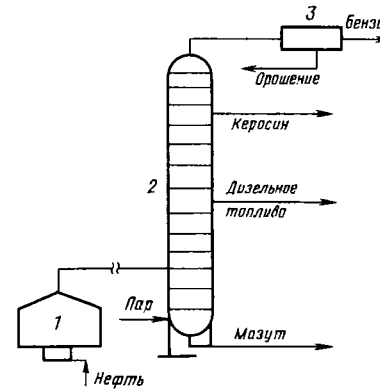


Рис. 17. Схема разделения нефти в ректификационной колонне

Из отобранных фракций (дистиллятов) после их охлаждения, очистки и добавки различных присадок получают товарные сорта бензинов, керосинов и дизельных топлив. Мазут может использоваться как сырье для получения смазочных масел, как исходный продукт для вторичных методов переработки нефти и, при необходимости как жидкое топливо. Смазочные масла выделяются из мазута в вакуумных ректификационных колоннах при давлении 8—18 кПа. Применение вакуума позволяет снизить температуру нагрева мазута от 400—500 до 300—400 °С, при которой не происходит разложение масляных фракций, так как под вакуумом жидкости кипят при более низкой температуре.

Снижение температуры кипения масляных фракций и предохранение их от разложения можно достичь пропусканием водяного пара через нагреваемый мазут, поэтому на ректификационных масляных установках применяют совместно снижение давления и ввод водяного

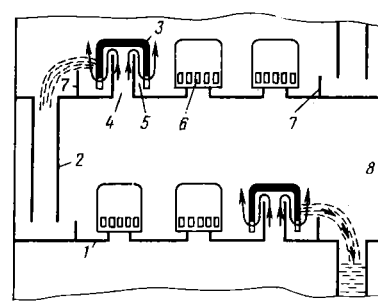


Рис. 18. Схема колпачковой тарелки:

1 — пластина; *2* — сливной стакан; *3* — колпачок; *4* — патрубок для прохода паров; *5* — кольцевое пространство; *6* — прорези в колпачке для прохода паров; *7* — подпорная перегородка для создания уровня жидкости на тарелке; *8* — стенка колонны

пара. После вакуумной перегонки мазута получают различные смазочные масла и остаток, называемый гудроном, идущий на производство битумов. Для этого гудрон окисляют воздухом при температуре 250—300° С в специальных аппаратах-кубах.

Основными видами *вторичной переработки* нефти являются:

крекинг (термический и каталитический), позволяющий получать дополнительное количество легких, главным образом бензиновых фракций;

риформинг, позволяющий улучшать антидетонационные свойства бензинов;

пиролиз, позволяющий получать ароматические углеводороды (бензол, толуол), этилен и другие ценные углеводороды для нефтехимической промышленности.

Термический крекинг — это процесс разложения высокомолекулярных углеводородов на более легкие при температуре 450—550° С и давлении от 2 до 7 МПа. Крекингу обычно подвергается мазут или другие тяжелые нефтяные остатки после прямой перегонки. При высокой температуре и больших давлениях крекинга длинноцепочечные молекулы исходного сырья рвутся и образуются более легкие углеводороды, формирующие бензиновую фракцию. Продукты крекинга разделяются в ректификационной колонне на газообразные углеводороды, крекинг-бензин, крекинг-керосин.

Каталитический крекинг — процесс разложения высокомолекулярных углеводородов при температурах 450—500° С и давлении 0,2 МПа в присутствии катализаторов, т.е. веществ, ускоряющих реакцию крекинга и позволяющих проводить ее при более низких давлениях (по сравнению с термическим крекингом). В качестве катализаторов применяют обычно алюмосиликатные соединения в виде пористых гранул или кристаллические алюмосиликаты (цеолиты) с добавлением редкоземельных металлов. Основной частью таких катализаторов является окись алюминия (от 10 до 49 %) и окись кремния (от 50 до 85 %).

Разновидностью каталитического крекинга является гидрокрекинг, осуществляемый в присутствии не только катализаторов, но и в среде водорода при давлении 3—5 МПа и температуре от 260 до 450° С. При каталитическом крекинге 40—50 % исходного сырья превращается в бензин и другие легкие фракции. В качестве сырья при крекинге применяют не только мазут, но и другие более легкие фракции. Так, при гидрокрекинге бензина получают сжиженные газы (бутан, пропан). Гидрокрекинг также позволяет удалять серу из остаточных продуктов переработки сернистой нефти и получать при этом моторные топлива. Остаточным продуктом термического крекинга является кокс. При каталитическом крекинге бензина получается больше, чем при термическом.

Риформинг — это разновидность каталитического крекинга с при-

менением катализаторов из окиси молибдена или платины при температуре около 500° С и давлении 2–4 МПа. Риформингу подвергают обычно низкооктановый бензин прямой гонки (с октановым числом 60–70) и получают в результате высокооктановый бензин. Октановое число — это условный показатель, характеризующий антидетонационные свойства бензина, т.е. способность бензина сгорать в камере сгорания двигателя без взрыва. Чем выше октановое число, тем выше антидетонационные свойства бензина, что очень важно для современных автомобильных двигателей с высокой степенью сжатия бензиновых паров в камере сгорания. При риформинге можно также получать ароматические углеводороды — бензол и толуол. Общая схема установки риформинга аналогична установке каталитического крекинга: имеется печь для подогрева сырья, реактор (т.е. колонна), где производится реакция каталитического риформинга, ректификационная колонна для разделения продуктов риформинга.

Пиролиз — процесс получения ароматических углеводородов, а также этилена из керосиновой или других фракций перегонки нефти или термического крекинга. Пиролиз ведется при температурах 650–700° С и атмосферном давлении. Исходное сырье нагревают в специальных печах, а получающиеся при этом пары быстро охлаждают и направляют в ректификационную колонну. Из верхней части колонны получают газ пиролиза, из средней — ароматические углеводороды, а в нижней части колонны остается смоляной остаток.

ОСНОВЫ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

В природном газе многих месторождений содержатся такие ценные компоненты, как этан, пропан, бутан, сера, гелий, конденсат. Содержание этана в природном газе ряда месторождений достигает более 3 %, пропана — до 21 %. Основные запасы конденсата сосредоточены в газоконденсатных месторождениях Тюменской и Оренбургской областей. В газе многих месторождений (более 150) содержится сероводород, являющийся исходным сырьем для получения серы. В настоящее время как в нашей стране, так и в других странах наблюдается тенденция к более полному комплексному использованию всех флюидов, добываемых из недр, в том числе к комплексной переработке и использованию природного газа и конденсата на специально сооружаемых в местах добычи газа газохимических комплексах (ГХК).

Переработку конденсата можно вести по химическому и топливному направлениям. При переработке по химическому направлению из конденсата можно получать этан, пропилен, ацетилен, бензол и другие продукты для нефтехимической промышленности. При переработке по топливному направлению из конденсата можно получать автобензин, керосин и дизельное топливо.

При подготовке газа к трубопроводному транспорту и при его перекачке широко применяются процессы абсорбции, адсорбции, ректификации и низкотемпературной обработки.

Абсорбция — это процесс поглощения газа жидкостью. Он широко применяется для извлечения из газовой смеси отдельных компонентов. Такое избирательное поглощение из газа его отдельных компонентов обусловлено различной их летучестью и скоростью диффузии.

Десорбция — процесс извлечения из жидких смесей легколетучих компонентов их диффузией в поток газа, т.е. этот процесс десорбции по физической сущности противоположен процессу абсорбции.

Ректификация — процесс разделения жидких или газовых смесей на компоненты (или группы компонентов).

Требуемую степень разделения газовых и жидких смесей в указанных процессах получают при контакте газа и жидкости в тарельчатой колонне последовательно в несколько ступеней на контактных устройствах-тарелках.

Адсорбция — осаждение (концентрирование) компонентов жидкости или газа в микропорах и на поверхности твердого вещества. Адсорбционные методы широко применяют для осушки природного газа твердыми адсорбентами.

Низкотемпературную обработку применяют для разделения газовой смеси, состоящей из компонентов с различной температурой конденсации. Поступающий из скважины природный газ может содержать кроме метана небольшое количество этана, гелия, некоторое количество таких примесей, как сероводород и углекислый газ, воду в виде жидкости или в виде водяного пара. На газоконденсатных месторождениях газ поступает из скважины вместе с конденсатом. Значительное количество тяжелых углеводородов и примесей содержится и в попутном (нефтяном) газе некоторых нефтяных месторождений.

Первой стадией переработки природного газа, поступающего из скважины, является выделение из него всех ценных компонентов (этан, бутан, пропан, конденсат и т.п.), очистка его от нежелательных примесей (углекислый газ и сероводород) с последующим рациональным использованием этих примесей (например, получение серы, твердой углекислоты). В этом случае будет обеспечено полное использование всех флюидов, добываемых из недр. То же самое относится и к попутному газу, выделяемому из нефти перед ее транспортом потребителю.

Попутные нефтяные газы перерабатываются на газобензиновых заводах с получением из них в основном сжиженных бутано-пропановых фракций.

Рассмотрим процессы переработки газа на газохимическом комплексе. Отделение конденсата и воды от газа производится в сепараторах на установках комплексной подготовки газа.

Сероводород и углекислый газ являются балластными примесями в природном газе, а сероводород, кроме того, является сильным коррозионным соединением. Очистка газа от сероводорода и углекислого газа может производиться жидкими химическими поглотителями (абсорбционные способы) и твердыми поглотителями (адсорбционные способы). В качестве химического поглотителя при абсорбционном способе очистки природного газа широко применяются водные растворы этаноламина.

Этаноламины связывают сероводород и углекислый газ при контакте с природным газом в специальной вертикальной колонне-реакторе с ректификационными тарелками. При этом в нижнюю часть колонны подается сырой газ, а сверху — водный раствор этаноламина. Поднимаясь вверх и контактируя на тарелках с этаноламином, газ очищается от сероводорода и углекислого газа. Кроме этаноламинов для очистки газа от сероводорода и углекислого газа могут применяться в качестве абсорбентов растворы карбонатов щелочных металлов, а в качестве твердых адсорбентов — сухая гидрагированная окись железа. Для извлечения отдельных углеводородов из природного газа на ГХК успешно применяется низкотемпературная обработка.

При помощи низкотемпературной конденсации из газа выделяются этан, пропан. В установках низкотемпературной конденсации газ охлаждается специальной жидкостью. При извлечении пропана газ охлаждается жидким пропаном с температурой -30° С. При извлечении из газа этана хорошие результаты дает охлаждение газа с двумя ступенями конденсации. В них на первой ступени конденсации газ охлаждается жидким пропаном, а на второй — жидким этаном с температурой до -80° С. В технологическую схему таких установок входит теплообменник для охлаждения газа, сепаратор и колонна-деэтанизатор для более полного удаления газа из сконденсировавшейся в сепараторе жидкости. На установках низкотемпературной ректификации охлажденный в теплообменнике газ поступает непосредственно в ректификационную колонну для отделения от него сконденсировавшейся жидкостной фазы.

Другим примером применения низкотемпературной технологии служит выделение гелия из природного газа. Гелий обладает высокой электропроводностью и теплопроводностью, критическая температура гелия $-267{,}97^{\circ}$ С, температура кипения $-268{,}94^{\circ}$ С. Он химически инертен и плохо растворяется в воде. Эти свойства способствовали широкому применению гелия в криогенной, ядерной и ракетной технике, при водолазных работах, в металлургии и технике связи. Для получения гелия используют природные и попутные нефтяные газы с содержанием гелия не менее 0,2—0,3 % (по объему). Температуры кипения гелия и метана близки и основная сложность при получении чистого гелия заключается в разделении этих газов.

По одной из технологических схем предварительно очищенный и осушенный природный газ охлаждается в других теплообменниках до температуры -140° С, затем полученная газожидкостная смесь проходит дроссель и подается для разделения в ректификационную колонну. Из верхней части этой колонны выходит смесь гелия с азотом, а из нижней части – сухой газ, состоящий в основном из метана. Для охлаждения ректификационной колонны используют жидкий метан и поддерживают температуру в верхней ее части на уровне -191° С. Смесь гелия с азотом из ректификационной колонны поступает в сепаратор и затем в теплообменник, где она охлаждается жидким азотом и разделяется в следующем сепараторе на гелиевый концентрат, содержащий 85 % гелия, и азот. Затем гелиевый концентрат очищают от водорода, осушают окисью алюминия и компримируют до 20 МПа. Подготовленный таким образом гелиевый концентрат охлаждают до -207° С и после сепарации получают газовую фазу, содержащую 99,5 % гелия. После очистки ее активированным углем, охлаждаемым жидким азотом, получают гелий с чистотой не менее 99,88 %.

Низкотемпературная технология широко применяется при сжижении природного газа. Сжижение больших количеств природного газа производят по трехкаскадному или однокаскадному циклу. В трехкаскадном цикле природный газ последовательно охлаждается жидкими пропаном, этиленом и метаном до сжижения. В однокаскадном цикле для охлаждения природного газа применяют смесь жидких метана с азотом.

Попутные нефтяные газы перерабатываются в основном на газобензиновых заводах. При этом из попутного газа отделяют пропан, бутан и нестабильный (газовый) бензин, т.е. фракции углеводородов бензинового ряда (более тяжелых). При переработке попутного газа применяют следующие методы. Абсорбционный, основанный на различной растворимости содержащихся в газе углеводородов в жидких нефтепродуктах. Применяют абсорбент, в котором пропан, бутан и углеводороды бензинового ряда лучше растворяются, чем метан. После контакта абсорбента с попутным газом в колонне абсорбера обогащенный углеводородами абсорбент поступает в десорбер, где из него выпаривают пропан, бутан и бензин с последующей их конденсацией. Компрессионный способ отбензинивания основан на сжатии и последующем охлаждении попутного газа. При этом тяжелые углеводороды конденсируются и затем отделяются от газа в сепараторах. Для более полного извлечения из попутного газа углеводородов, начиная с C_5 и выше, применяют низкотемпературную ректификацию. Выделенный из попутного газа нестабильный бензин поступает на газофракционирующую установку, где он в ректификационной колонне (или в нескольких последовательно работающих колоннах) разделяется на пропан, бутан и стабильный (газовый) бензин.

Из природного газа при более полном и рациональном использовании всех его компонентов (этана, пропана, бутана) можно вырабатывать этилен, пропилен, изобутилен и из них получать целый ряд пластических масс и продуктов нефтехимии.

Переработка конденсата производится методами ректификации, абсорбции и экстракции для получения отдельных фракций и индивидуальных углеводородов как сырья для нефтехимии.

Кроме моторных топлив из конденсата могут быть получены ароматические углеводороды, растворители, этилен, пропилен и другие продукты.

ГЛАВА 3

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ, ГАЗА, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

РОЛЬ ТРАНСПОРТА В ФОРМИРОВАНИИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА СТРАНЫ

Карл Маркс указывал, что "кроме добывающей промышленности, земледелия и обрабатывающей промышленности существует еще четвертая сфера материального производства, которая в своем развитии тоже проходит различные ступени производства: ремесленную, мануфактурную и машинную. Это — *транспортная промышленность*, все равно, перевозит ли она людей или товары"[1].

Наличие транспорта является необходимым условием существования любой сферы материального производства. Он непосредственно участвует в создании материальных благ. Транспорт участвует на всех этапах производства, в том числе им осуществляется доставка продукта потребителю. "За транспортировкой продуктов из места производства в другое место следует также транспортировка готовых продуктов из сферы производства в сферу потребления. Продукт только тогда готов к потреблению, когда он закончит это передвижение"[2].

Перемещение всех видов продукции, в том числе нефти, нефтепродуктов и газа, требует материальных и трудовых затрат. Указанные затраты относятся на стоимость транспортируемой продукции и увеличивают ее.

В настоящее время в наибольших количествах "перевозят" три вида энергии. Во-первых, это транспорт химической энергии, заключенной в массе какого-либо вещества, которое может выделять энер-

[1] Маркс К., Энгельс Ф. Соч., 2-е изд., т. 26, ч. 1, с. 422.
[2] Маркс К., Энгельс Ф. Соч., 2-е изд., т. 24, с. 170.

гию (нефть, нефтепродукты, горючие газы, уголь, торф и т.д.). Во-вторых, это транспорт тепловой энергии, т.е. той энергии, которая заключена в потоке вещества, имеющем температуру выше температуры окружающей среды (пар, горячая вода). В-третьих, это транспорт электроэнергии (линии электропередач). Если представить количество энергии в единицах условного топлива, то оказывается, что газа транспортируется в 10, а нефти в 30 раз больше, чем электроэнергии.

Почти вся нефть и газ в мире используются не там, где добываются. Добываются они в тех местах, где их много и добывать дешевле, а потребляются в районах с развитой промышленностью.

При гигантских масштабах промышленности СССР потребность в топливе и сырье огромна — до 5 млрд.т в год. Стоимость же сырья и топлива постоянно растет как за счет все более усложняющихся условий добычи, так и за счет увеличения дальности перевозок.

Развитие топливно-энергетического комплекса страны существенно зависит от развития транспортной системы. Это объясняется значительной долей транспортных издержек в стоимости топлива.

На транспорт топливных грузов (нефть, газ, уголь) в настоящее время приходится свыше 40 % всего грузооборота, выполняемого всеми видами транспорта. Поэтому структура энергетического баланса и развитие энергетического комплекса существенно влияют на развитие единой транспортной системы страны.

Необходимость доставки энергоресурсов из восточных районов поставила перед транспортом задачу создания уникальных по протяженности и производительности систем транспорта газа из северных районов Тюменской области в европейскую часть страны, а также систем транспорта нефти из Тюменской области на нефтеперерабатывающие заводы в европейской части, на востоке и юге страны. Перемещение энергетических ресурсов на такие большие расстояния (так, например, Уренгой — Помары — Ужгород имеет протяженность 4500 км) стало экономически оправдано, поскольку обеспечение районов европейской части страны за счет местных топливных ресурсов или невозможно ввиду их недостатка, или является нецелесообразным в связи с высокими затратами на добычу.

Проблема транспортировки нефти возникла, как только человечество стало использовать ее в своей хозяйственной деятельности.

Нефть и нефтепродукты перевозят различными видами транспорта: железнодорожным, водным, трубопроводным, автомобильным и в исключительных случаях авиационным. Каждый вид транспорта имеет экономически рациональную область применения, которая обусловливается объемом и дальностью перевозок. На выбор вида транспорта при решении конкретных задач доставки нефтегрузов большую роль играет наличие в районе действующих транспортных путей и их загруженность. Наряду с объемом и дальностью перевозок серьезное

влияние оказывают физические свойства нефтепродуктов (жидкость, газ, твердое тело), запасы и перспективы развития нефтяной промышленности в различных районах страны, а также перспектива развития потребления. Окончательное решение о выборе системы транспорта нефтепродуктов определяется технико-экономическим расчетом с учетом всех факторов.

Доставка нефтегрузов потребителям чаще всего осуществляется несколькими видами транспорта. Нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), получая нефть с промыслов в количестве нескольких миллионов тонн в год, в основном снабжаются по магистральным трубопроводам и частично железной дорогой и водным транспортом. Доставка нефтепродуктов (ассортимент которых включает более 250 наименований) потребителям осуществляется мелкими партиями, но общий их объем поставок велик. Использование смешанных видов транспорта, необходимость дробления потоков нефтегрузов по мере приближения к потребителю, несовпадение во времени объемов производства нефтепродуктов и объемов их потребления вызывают необходимость создания запасов нефти и нефтепродуктов в пунктах потребления, производства и перевалки с одного вида транспорта на другой.

КРАТКАЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВИДОВ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Железнодорожный транспорт — наиболее распространенный вид транспорта для перевозки грузов. Основные перевозки жидких нефтяных грузов осуществляются в специальных стальных вагонах-цистернах. Перевозка в таре и навалом составляет незначительную часть общих объемов перевозок. Железнодорожные вагоны-цистерны, грузоподъемность которых 50, 60 и 120 т, выполнены из листовой стали толщиной 8—11 мм. Налив нефтепродуктов в цистерну, как правило, производится сверху, а слив снизу. Все цистерны оборудованы смотровыми площадками, внутренними и наружными лестницами, нижними сливными приборами и другими необходимыми устройствами для надежной эксплуатации в пути следования и при сливно-наливных работах (табл. 2). В качестве тары для нефтегрузов применяются металлические, пластмассовые и деревянные бочки и бидоны, фанерные и металлофанерные ящики и барабаны, стеклянные бутылки, хлопчатобумажные и бумажные мешки и др.

Основные технико-экономические преимущества железнодорожного транспорта следующие: этот вид транспорта универсален, он может перевозить все виды нефти и нефтепродуктов в любых объемах. По железным дорогам, так же, как и по нефтепроводам, обеспечивается равномерная доставка грузов в течение всего года с более высо-

Таблица 2

Техническая характеристика вагонов-цистерн для перевозки наливных нефтяных грузов

Показатели	Цистерны для перевозки		
	вязких нефтепродуктов (мод. 15-897)	бензина и светлых нефтепродуктов (мод. 15-1443)	бензина (мод. 15-870)
Грузоподъемность, т	60	60	120
Объем котла, $м^3$:			
полный	62,37	73,1	140
полезный	60,3	71,7	137,2
Внутренний диаметр котла, мм	2800	3000	3000
Длина цистерны по осям сцепки, мм	12020	12020	20850
Нагрузка от колесной пары на рельсы, т	21,5	21,5	20,75

кой скоростью, чем водным транспортом. Железнодорожный транспорт имеет сравнительно разветвленную сеть в густонаселенных промышленных и сельскохозяйственных районах, что позволяет доставлять нефтепродукты непосредственно в большинство пунктов потребления. К недостаткам железнодорожного транспорта следует отнести потребность в больших капитальных вложениях при строительстве новых, ремонте и реконструкции существующих линий; относительно высокие эксплуатационные затраты по сравнению с другими видами транспорта нефтегрузов; относительно низкую эффективность использования мощности подвижного состава (цистерны в обратном направлении идут незагруженными); значительные потери нефти и нефтепродуктов при транспорте и разгрузочно-погрузочных операциях; необходимость создания специальных сливно-наливных пунктов и пунктов зачистки вагонов-цистерн.

Водный транспорт нефти можно разделить на речной — по внутренним водным путям (рекам, озерам) и морской — по морям и океанам (как по внутренним морям континентов, так и между континентами). По рекам и озерам нефть перевозится в баржах (в том числе самоходных) и в речных танкерах — специальных самоходных судах, предназначенных для перевозки нефтегрузов. В нашей стране протяженность судоходных рек достигает 150 тыс. км, в том числе для наиболее крупных рек (в км): Волги — 3700, Иртыша — 3600, Лены — 4300, Енисея — 3300, Амура — 2900, Оби — 3700, Днепра — 2300 и др. Для перевозки нефтегрузов используются крупные каналы, соединяющие реки: Беломорско-Балтийский им. Москвы, Волго-Балтийский и Волго-Донской. Эти каналы и соединяемые ими реки образуют единую глубоко-

водную систему европейской части страны. Речной транспорт широко используется для доставки нефти и нефтепродуктов в различные районы страны. Одним из первых видов транспорта западносибирской нефти был речной по р. Оби. Морской транспорт нефтегрузов осуществляется морскими танкерами — судами большой грузоподъемности способными пересекать океаны и моря. Грузоподъемность современных морских супертанкеров достигает миллиона тонн.

Нефтеналивные суда характеризуются следующими основными показателями: водоизмещением — массой воды, вытесняемой груженым судном. Водоизмещение судна при полном осадке равно собственной массе судна и массе полного груза в нем, включая все необходимые для плавания запасы; дедвейтом — массой поднимаемого груза (транспортного и хозяйственного); грузоподъемностью — массой транспортного груза; осадкой при полной загрузке; скоростью при полной загрузке.

Наряду со специализированными нефтеналивными судами сооружаются балктанкеры — комбинированные суда, предназначенные для перевозки нефтей и нефтепродуктов, навалочных грузов и руды. Первый советский балктанкер "Маршал Буденный" построен в 1979 г. Такие суда могут доставлять в одном направлении нефтегрузы, а в обратном руду или другой груз, что сокращает переходы без коммерческой загрузки. Нефтерудовозы грузоподъемностью 2700 т используются для доставки нефтепродуктов в порты Балтийского и Белого морей и перевозки в обратном направлении руды из Кандалакши в Череповец. Сооружаются танкеры класса "река — море" грузоподъемностью 5000 т повышенной прочности. Эти суда даже способны совершать рейсы в открытых морях — таких, как Средиземное, Охотское. Все виды водного транспорта располагают неограниченной пропускной способностью водных путей; в большинстве случаев нет необходимости в создании дорогостоящих линейных сооружений; провозная способность флота ограничивается грузоподъемностью и другими показателями передвижных средств флота, производительностью причального и берегового нефтебазового хозяйства. Чем больше грузоподъемность танкера, тем дешевле перевозка, эффективность использования супертанкеров повышается с увеличением дальности перевозок, на малых расстояниях они перестают быть рентабельными.

Трубопроводный транспорт нефтегрузов осуществляется по специальным трубопроводам от мест производства к местам потребления. По перекачиваемому продукту магистральные трубопроводы подразделяют на нефтепроводы, перекачивающие нефть, и нефтепродуктопроводы, перекачивающие бензины, дизельные топлива, керосины, мазуты. К магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы диаметром от 529 до 1220 мм и протяженностью 50 км и более, предназначенные для доставки нефти из районов добычи на нефтеперерабатывающие заводы или пункты налива нефти в железнодорожные ва-

гоны-цистерны или в места погрузки ее на танкеры. К магистральным нефтепродуктам относятся трубопроводы диаметром не менее 219 мм и протяженностью 50 км и более, предназначенные для транспортировки нефтепродуктов из районов их производства, а также перевалочных нефтебаз в районы потребления — до распределительных нефтебаз, наливных станций, портов, крупных промышленных предприятий, ТЭЦ и т.д.

Трубопроводный транспорт по сравнению с другими видами транспорта обладает ценнейшими преимуществами, основными из них являются: наиболее низкая себестоимость перекачки; небольшие удельные капитальные вложения на единицу транспортируемого груза и быстрая окупаемость затрат при строительстве трубопроводов; бесперебойная поставка в течение года, практически не зависящая от климатических условий; высокая производительность труда; незначительные потери нефтей и нефтепродуктов при перекачке; сравнительно короткие сроки строительства; возможность перекачки нескольких сортов нефти и нефтепродуктов по одному трубопроводу; возможность наращивания пропускной способности трубопровода за счет строительства дополнительных насосных станций и прокладки параллельных участков (лупингов). Трубопроводный транспорт имеет и ряд недостатков, в определенной мере снижающих экономическую эффективность и сдерживающих темпы роста трубопроводного строительства, к ним следует отнести: крупные единовременные капитальные вложения в строительство, поскольку для ввода в эксплуатацию необходимо проложить весь трубопровод; потребность в крупных материальных затратах на заполнение всего трубопровода нефтью или нефтепродуктом при вводе в эксплуатацию. Особенно велики эти затраты для магистральных нефтепродуктопроводов: большая металлоемкость; необходимость устойчивого грузопотока на длительное время; небольшая скорость движения нефти и нефтепродуктов (5—10 км/ч).

Автомобильный транспорт — основной вид транспорта для доставки нефтепродуктов с распределительных нефтебаз и наливных пунктов непосредственно к местам потребления (на АЗС, заводы, фабрики, автобазы, в колхозы и совхозы, на строительные площадки и т.д.). Для перевозки нефти автотранспорт практически не используют. Перевозки нефтепродуктов автомобильным транспортом осуществляют в основном в пределах нескольких десятков километров. При больших расстояниях автотранспорт становится неэкономичным по сравнению с железнодорожным и его применяют лишь там, где отсутствует сеть других видов транспорта (например, на Севере, в Казахстане и т.д.). Массовые нефтепродукты (бензин, дизельное топливо, мазут, некоторые масла) перевозят в специализированных автомобильных цистернах и автоприцепах, мелкие партии нефтепродуктов — в таре на бортовых машинах.

К технико-экономическим преимуществам автотранспорта следует отнести: доставку небольших партий нефтепродуктов на различные расстояния с большой скоростью; большую маневренность и высокую проходимость; возможность организации планомерной доставки; высокую оперативность. Автомобильный транспорт имеет и ряд недостатков, в том числе: высокие затраты на эксплуатацию, в 10—20 раз стоимость перевозок автотранспортом выше, чем по железной дороге; сравнительно небольшую грузоподъемность автоцистерн; неполную загрузку подвижных средств из-за порожних пробегов цистерн; зависимость от наличия и технического состояния дорог.

Воздушный транспорт нефтепродуктов из-за значительной стоимости применяют лишь для снабжения отдельных пунктов на Крайнем Севере, дрейфующих станций и зимовок в Арктике. Доставку нефтепродуктов воздушным транспортом осуществляют, как правило, в бочках.

ТЕХНОЛОГИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Трубопроводный транспорт нефти вследствие своей низкой себестоимости и удобства эксплуатации за период менее 100 лет с момента своего возникновения стал основным видом внутриконтинентального транспорта нефти в нашей стране и в большинстве развитых капиталистических стран.

Нефти, добываемые в нашей стране, существенно различаются по содержанию парафина и асфальто-смолистых веществ и, следовательно, по вязкости и температуре застывания. Высокая вязкость и большое содержание парафина сильно осложняют трубопроводный транспорт таких нефтей, особенно при сравнительно низких температурах грунта, характерных для большинства районов страны. Высоковязкие и парафинистые нефти транспортируют по нефтепроводам, в большинстве случаев в подогретом состоянии. Примером может служить нефтепровод Узень — Гурьев — Куйбышев, по которому перекачивают мангышлакские нефти, предварительно подогретые до 60—65° С, так как они содержат до 25 % парафина и застывают при температуре 30° С.

Поскольку в промышленную разработку в период до 2000 г. будут вовлечены ряд месторождений высоковязких и парафинистых нефтей, в том числе в северных районах Тюменской области и на севере Коми АССР, проблема трубопроводного транспорта таких нефтей приобретает особенно важное значение. Дело осложняется тем, что нефтепроводы ряда северных месторождений с такими нефтями должны прокладываться по районам с многолетнемерзлыми грунтами, и подогревать эти нефти не всегда можно, так как мерзлый грунт будет таять и неф-

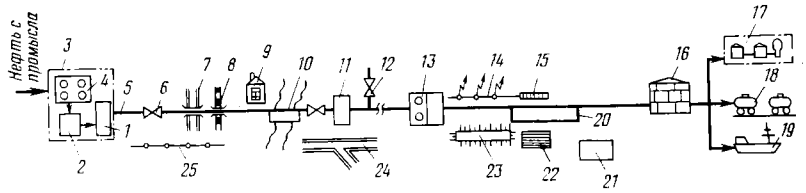


Рис. 19. Схема магистрального нефтепровода

тепровод потеряет устойчивость, что может быть причиной разрыва труб. Поэтому там, где это возможно, перекачку высоковязких се верных нефтей нужно осуществлять с маловязкими разбавителями (маловязкая нефть, конденсат) или в газонасыщенном состоянии (т.е с растворенным попутным газом), что позволит отказаться от пред варительного подогрева таких нефтей.

Магистральный нефтепровод (рис. 19), как правило, начинается с головной насосной станции (ГНС) *3* и заканчивается конечным пунк том *16* и состоит из:

линейных сооружений, представляющих собой собственно трубопро вод, по которому и происходит перекачка нефти, и вспомогательны линейных сооружений (линия связи, система противокоррозионно защиты, вдольтрассовых дорог и т.п.);

перекачивающих насосных станций, осуществляющих перекачку нефти, станций подогрева нефти при перекачке высоковязких нефтей; конечного пункта. Нефть с промысла поступает в резервуарный парк *4* ГНС *3*. Резервуарный парк ГНС предназначен для приема нефти промысла в случае остановки перекачки по нефтепроводу и подачи нефти в трубопровод при остановке поставки нефти с промысла. Объем резервуарного парка принимается равным двух-, трехсуточной про пускной способности магистрального нефтепровода.

Из резервуарного парка нефть откачивается подпорными центро бежными насосами *2*, которые создают необходимый подпор (т.е. по вышенное давление — от 0,5 до 0,8 МПа) перед основными центробеж ными насосами *1*, чтобы избежать кавитации в них. Основные насосы подают нефть в магистральный трубопровод *5* с линейной запорно арматурой *6*. Основные насосы соединяются в большинстве случае последовательно по 2 или 3 (в зависимости от заданного режима пе рекачки), чтобы создать необходимое рабочее давление в нефтепрово де. Привод насосов на нефтеперекачивающих станциях осуществляет ся от электродвигателей. Выпускается несколько типоразмеров центро бежных насосов для магистральных нефтепроводов и нефтепродукто проводов (серия НМ) с различной подачей — от 125 м^3/ч до 12,5 тыс.м^3/ и напором от 500 до 200 м. Рабочее давление в нефтепроводах в зави симости от диаметра изменяется от 6,4 (для диаметра 530 мм) до 5,5 МП

(для диаметра 1220 мм). Это давление расходуется на преодоление потоком нефти гидравлического сопротивления, оказываемого стенками труб, и по длине трубопровода постепенно уменьшается. В том месте на трассе, где давление в нефтепроводе снижается до минимального подпора, размещают следующую нефтеперекачивающую станцию — промежуточную НС *11*, и процесс повторяется снова до следующей промежуточной станции. Промежуточные станции размещают по трассе нефтепровода в соответствии с гидравлическим расчетом, в среднем через 100—150 км в зависимости также от рельефа местности. Промежуточные нефтеперекачивающие станции не имеют, как правило, резервуаров и подпорных насосов, и перекачка нефти по магистральному нефтепроводу производится по схеме "из насоса в насос", т.е. из насосов предыдущей в насосы последующей станции, и так в пределах эксплуатационного участка, включающего от 3 до 4 перегонов между насосными станциями (т.е. на протяжении 300—500 км). В начале каждого эксплуатационного участка размещают нефтеперекачивающую станцию *13* с резервуарами и подпорными насосами. На своем протяжении нефтепровод проходит через естественные препятствия (реки *10*) и искусственные (железные *8* и шоссейные *7* дороги). В зависимости от условий местности могут применяться подземная, надземная или наземная прокладки нефтепровода.

На конечном пункте нефтепровода *16* нефть поступает в резервуары и затем передается потребителям, т.е. на НПЗ *17*, на пункт налива железнодорожных цистерн *18* или пункт налива танкеров *19*. Вдоль трассы сооружаются вертолетные площадки *21* для посадки вертолетов, обслуживающих нефтепровод, защитные сооружения *23*, предотвращающие разрушение трубопровода, системы электрокатодной защиты трубопровода *15* от электрохимической коррозии, площадки *22*, на которых создается аварийный запас труб, линии электропередач *14*, связи *25*, дороги *24*, дома линейных ремонтеров-связистов *9*. При технологической необходимости на линейной части сооружаются отводы *12* к отдельным потребителям и лупинги *20*.

Трубопроводный транспорт нефтепродуктов массового потребления приобретает все большее значение и интенсивно развивается. Схема магистрального нефтепродуктопровода практически не отличается от схемы магистрального нефтепровода. До 80-х годов сооружались так называемые "стволовые" нефтепродуктопроводы, соединяющие нефтеперерабатывающий завод с каким-либо городом в районе потребления нефтепродуктов. А уж из этого города — конечного пункта нефтепродуктопровода нефтепродукты по железной дороге и автотранспортом доставлялись непосредственно на нефтебазы данного региона, откуда, их и забирали потребители. К 1981 г. таких "стволовых" нефтепродуктопроводов было около 13 тыс. км и они имели лишь очень небольшое число промежуточных ответвлений к близлежащим нефтебазам. Доля

трубопроводного транспорта нефтепродуктов в этот период не превышала 11 % общего количества перевозок нефтепродуктов всеми видами транспорта.

Необходимость перегрузки нефтепродуктов на другие виды транспорта с конечного пункта "стволового" нефтепродуктопровода для доставки их непосредственно на распределительные нефтебазы существенно увеличивает общую себестоимость снабжения потребителей и во многом сводит на нет преимущества трубопроводного транспорта. Поэтому начиная с 1980 г. ведется проектирование и сооружение так называемых разветвленных систем нефтепродуктопроводов. Каждая такая разветвленная трубопроводная система будет соединять НПЗ непосредственно с большим числом распределительных нефтебаз данного региона. Это позволит избежать в значительной степени перегрузок нефтепродуктов на другие виды транспорта, тем самым существенно повысить экономичность их доставки потребителям, полнее использовать преимущества трубопроводного транспорта и повысить надежность снабжения нефтепродуктами.

Трубопроводный транспорт нефтепродуктов удобнее еще и тем, что позволяет по одному и тому же нефтепродуктопроводу перекачивать последовательно разные светлые нефтепродукты, например бензин и дизельное топливо. При этом разные нефтепродукты транспортируются по одному и тому же трубопроводу в виде следующих друг за другом партий с раздельным приемом этих нефтепродуктов в разные резервуары на конечном пункте нефтепродуктопровода или на распределительной нефтебазе, подключенной к нему. Технология такой последовательной перекачки широко применяется уже более 40 лет на отечественных нефтепродуктопроводах. По некоторым магистральным нефтепродуктопроводам последовательно перекачивают по несколько сортов бензина и дизельного топлива.

Трубопроводы могут также успешно использоваться для доставки мазута от НПЗ до ближайших тепловых электростанций или других крупных потребителей на расстояния, как правило, не свыше 150—200 км. Мазут — это высоковязкий нефтепродукт и легко перекачивается по трубопроводу лишь в подогретом состоянии, так как при повышении температуры его вязкость уменьшается. Однако необходимость подогрева мазута удорожает трубопроводный транспорт и требует применения специальных мер предосторожности на случай аварийной или плановой остановки перекачки (например, при замещении мазута маловязкими нефтепродуктами).

СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Основными способами внутриконтинентального транспорта природного газа являются трубопроводы (газопроводы), по которым этот газ в газообразном состоянии транспортируется после компри-

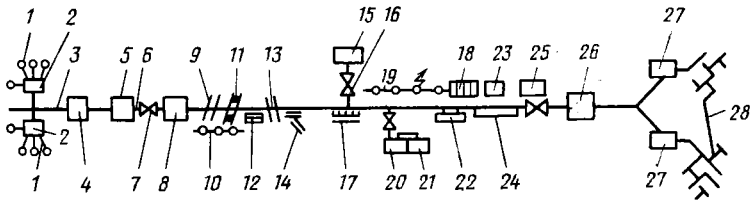


Рис. 20. Схема магистрального газопровода

мирования (сжатия) компрессорами. Попутный (нефтяной) газ, отделяемый из нефти, поступает по трубопроводам на ГПЗ, где из него выделяют пропан и бутан и в виде их смеси в сжиженном виде в железнодорожных цистернах, баллонах или автоцистернах направляется потребителям — в систему бытового или промышленного газоснабжения городов и поселков. Газовый конденсат, добываемый вместе с газом из газоконденсатных месторождений, отделяется от газа на установках подготовки газа непосредственно на месторождении и по трубопроводам (конденсатопроводам) или в цистернах доставляется потребителям — на нефтехимические предприятия. Из газового конденсата можно также получать моторные топлива (дизельное топливо и бензин).

С 50-х годов получил распространение способ морских перевозок сжиженного природного газа (метана) в специальных танкерах — метановозах. Если метан (основная часть природного газа) при атмосферном давлении охладить до температуры -162° С, то он становится жидким.

Система газоснабжения от скважины до потребителя представляет собой единую технологическую цепочку (рис. 20). Вся продукция скважины *1* на газовом или газоконденсатном месторождении поступает через газосборный пункт *2* и газопромысловый коллектор *3* на установку подготовки газа *4*. После подготовки газ закачивается ГКС *5* в магистральный газопровод *6* с запорной арматурой *7*. Если давление на устье скважины больше, чем рабочее давление газопровода, то оно дросселируется (снижается) до нужной величины введением дополнительного гидравлического сопротивления.

Для поддержания давления газа на газопроводе с интервалом в 100—120 км устанавливаются компрессорные станции (КС) *8*. Они в большинстве случаев оборудуются центробежными нагнетателями для компримирования газа с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. В настоящее время 80 % мощности всех КС составляет газотурбинный привод нагнетателей, а 20 % — электропривод. Газовые турбины работают на перекачиваемом газе. Расход газа на топливо достигает 10—12 % объема его транспортировки. В зависимости от пропускной способности газопровода, степени сжатия и типа

нагнетателя применяют газотурбинные установки с единичной мощностью от 10 до 25 тыс. кВт. Мощность применяемых на КС электродвигателей не превышает 12,5 тыс. кВт. Недостатком существующих электродвигателей переменного тока является невозможность изменять частоту вращения и требуется устанавливать специальные клапаны для регулирования давления и количества транспортируемого газа. В настоящее время ведутся разработки электродвигателей с регулируемой частотой вращения мощностью до 25 тыс. кВт.

На каждой КС устанавливают пылеуловители, так как газ в процессе движения по газопроводу засоряется механическими примесями.

Потребителями газа являются крупные тепловые электростанции, города и населенные пункты. Часть природного газа используется как технологическое сырье на нефтехимических комбинатах.

Перед подачей газа непосредственно потребителю (ТЭЦ, город, поселок) он поступает из магистрального газопровода по отводам *16* на газораспределительные станции (ГРС) *15, 26*. На ГРС снижается давление газа до рабочего давления газораспределительной системы потребителей, он также подвергается одоризации — для придания ему специфического запаха, чтобы избежать отравления людей и взрывов при аварийных утечках газа.

При компримировании газа в центробежных нагнетателях на КС его температура в соответствии с законами термодинамики увеличивается на 50—60° С. По мере движения по газопроводу температура газа несколько снижается вследствие теплообмена с окружающим грунтом. При эксплуатации газопроводов диаметром более 1000 мм было замечено, что газ на участке между КС не успевает охладиться до нужных пределов из-за увеличения его количества в газопроводе, и его температура от перегона к перегону повышается. Чрезмерный нагрев газа нежелателен, так как при повышении температуры его объем увеличивается и требуется расходовать больше мощности для привода нагнетателей. Поэтому на выходе всех КС газопроводов большего диаметра устанавливают аппараты для охлаждения транспортируемого газа атмосферным воздухом (аппараты воздушного охлаждения). Горячий газ после КС проходит по системе трубок, омываемых воздухом, нагнетаемым вентиляторами. В зависимости от температуры окружающего воздуха число работающих одновременно вентиляторов меняется таким образом, чтобы обеспечить охлаждение газа до нужных пределов.

После ГРС газ поступает в городские газовые сети *28*, которые непосредственно подают газ к месту потребления. Городские газовые сети транспортируют газ под высоким (1,2—0,3 МПа), средним (0,3—0,05 МПа) и низким (5—3 кПа) давлениями. Снижение и поддержание в необходимых пределах давления газа в распределительных сетях осуществляется на газорегулировочных пунктах (ГРП) *27*.

Вспомогательные линейные сооружения магистрального газопровода принципиально не отличаются от сооружения магистральных нефтепроводов. Они включают линии связи *10* и электропередач *19*, систему защиты от электрохимической коррозии *18*, вертолетные площадки *25*, переходы через малые *9* и крупные *13* водные преграды, дороги *11*, вдольтрассовые подъездные дороги *14*, аварийный запас труб *12*, защитные сооружения *17* и водосборники *22*, дома линейных ремонтеров-связистов *23*, лупинги *24*.

Для сглаживания неравномерности потребления газа у крупных населенных пунктов создают подземные хранилища газа (ПХГ) *20* со своими компрессорными станциями *21* для закачки газа в ПХГ.

Газовый конденсат после отделения от газа насосами по трубопроводу перекачивается потребителям: на нефтехимический комплекс или установку для получения моторного топлива. Различают нестабильный газовый конденсат или широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) и стабильный газовый конденсат. Нестабильный газовый конденсат содержит углеводороды C_4 и C_5 и имеет большее давление насыщенных паров. Поэтому при его перекачке надо следить, чтобы давление в конденсатопроводе не снижалось ниже давления насыщенных паров. Стабильный конденсат имеет более низкое давление насыщенных паров и его перекачивать легче. В частности, стабильный конденсат может перекачиваться вместе с нефтью, если она добывается в том же районе. При разбавлении нефти конденсатом ее вязкость снижается и она может даже в условиях севера перекачиваться без подогрева. В связи с тем, что ряд крупных месторождений нашей страны (Оренбургское, Уренгой, Вуктыл, Ямбург и др.) являются газоконденсатными, уже сооружен целый ряд конденсатопроводов диаметром 250—350 мм протяженностью до нескольких сот километров, и их число будет увеличиваться.

ДРУГИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Трубопроводный транспорт — универсальный вид транспорта. Магистральные трубопроводы применяют для транспортировки индивидуальных газов — этана, этилена, аммиака на значительные расстояния и, как правило, в сжиженном виде, что позволяет значительно увеличить пропускную способность трубопровода. В СССР действует этанопровод, по которому этан, выделяемый из природного газа на Оренбургском месторождении, доставляется на нефтехимический комбинат в районе Казани. Жидкий аммиак транспортируется по трубопроводу из Тольятти до Одессы, обеспечивая этим ценным сырьем для получения удобрения целый ряд областей Украины.

Большие перспективы имеет трубопроводный транспорт энергетического угля на тепловые электростанции. Первый такой опытно-промышленный углепровод из Кузбасса в Новосибирск протяженностью 250 км уже сооружается. Уголь может транспортироваться по трубопроводу в мелкодисперсном состоянии в смеси с водой — в виде так называемой водоугольной пульпы. При этом крупность частичек угля в зависимости от принятой технологии может изменяться от нескольких десятков микрон до нескольких миллиметров. Существуют специальные добавки, которые такую водоугольную пульпу (крупностью частиц угля в десятки микрон) превращают в практически однородную массу (вязкопластичную жидкость), исключая при этом опасность расслоения воды и угля и устраняя необходимость обезвоживания этой водоугольной массы перед сжиганием в топках электростанции.

Рассматриваются проекты доставки по трубопроводам больших количеств угля из Кузбасса на Урал и даже в Центральные районы европейской части страны. Ведется проектирование трубопроводов-рудопроводов для доставки измельченной железной руды в смеси с водой от горно-обогатительных комбинатов до металлургических заводов.

В последние годы большое внимание ученые и проектировщики уделяют трубопроводному гидроконтейнерному и пневмоконтейнерному видам транспорта. Принцип гидроконтейнерного трубопроводного транспорта заключается в том, что по трубопроводу в потоке жидкости (нефть, нефтепродукт, вода) движутся один за другим контейнеры с каким-либо грузом (битум, автотракторное масло и т.п.). Контейнеры имеют цилиндрическую или близкую к ней форму и как бы "плывут" по трубопроводу, увлекаемые напором перекачиваемой жидкости. Запуск таких контейнеров в начале трубопровода и их прием в конце его осуществляется автоматическими устройствами. Контейнер может быть из жесткого материала или из более мягкого. Так, например, имеется успешный промышленный опыт пропуска битума в виде цилиндров, затаренных в полиэтиленовую пленку по магистральному нефтепродуктопроводу, по которому перекачивалось дизельное топливо. Гидроконтейнерный транспорт при его широком внедрении позволит загрузить не полностью загруженные в данный период магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы. Гидроконтейнерный трубопроводный транспорт может оказаться полезным для транспорта высоковязкой нефти в контейнерах в потоке маловязкой нефти, перекачиваемой по нефтепроводу, и в целом ряде других случаев.

Пневмоконтейнерный трубопроводный транспорт представляет собой систему из трубопровода, как правило, большого диаметра (100—1200 мм), по которому под напором сжатого воздуха (или другого газа) движутся составы из контейнеров, заполненных твердыми или

жидкими материалами. Контейнеры в этом случае — металлические цилиндрические сосуды, рожками опираются в трех точках на стенку трубы и движутся со скоростью 40 км/ч и более. Как правило, в сцепке (в составе) находится несколько таких контейнеров. Впереди и сзади такого состава из контейнеров помещают специальные уплотнительные манжеты из эластичного материала для уплотнения пространства между контейнером и стенкой трубы и уменьшения перетока сжатого воздуха.

ГЛАВА 4

ХРАНЕНИЕ НЕФТИ, ГАЗА, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Нефть и жидкие нефтепродукты хранят в резервуарах — специально сооружаемых емкостях, вместимость которых составляет 50—100 тыс. $м^3$.

Резервуары для хранения нефти размещают на промыслах, головных нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и у потребителей нефти — на нефтеперерабатывающих заводах, пунктах налива танкеров и пунктах налива железнодорожных цистерн. В связи с тем, что хранить приходится большие количества нефти, резервуары группируют в резервуарные парки. Вместимость таких резервуарных парков может достигать 500 тыс. $м^3$ и более. Резервуарный парк является частью нефтебазы — предприятия для приема, хранения и отпуска нефти или нефтепродукта потребителям. На нефтебазах могут производиться также вспомогательные операции — прием и регенерация отработанных масел, очистка и обезвоживание нефтепродуктов, очистка нефтесодержащих сточных вод и т.п.

Состав и объемы основных и вспомогательных операций не являются одинаковыми для всех нефтебаз и зависят от производственных задач и грузооборота нефтебазы.

Нефтебазы подразделяют на следующие группы:

по характеру производимых операций на перевалочные, распределительные, перевалочно-распределительные и длительного хранения;

по транспортным связям на железнодорожные, водные, водно-железнодорожные, трубопроводные и получающие нефтепродукты автотранспортом (их иногда называют глубинными);

по номенклатуре поступающих и хранимых нефтепродуктов на базы хранения светлых и темных нефтепродуктов, масел и нефтей.

Перевалочные нефтебазы производят перегрузку (перевалку) неф-

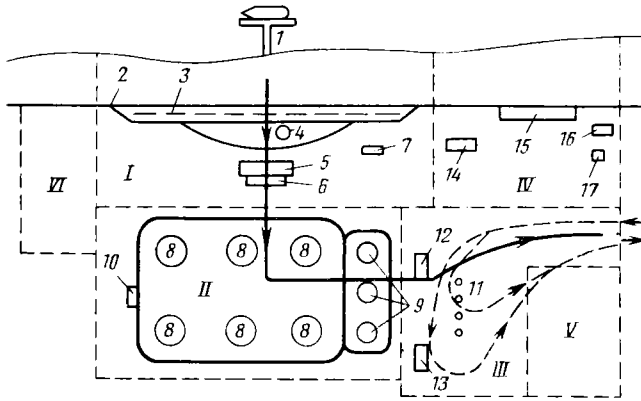


Рис. 21. План нефтебазы с разбивкой по зонам *I—VI*:
1 — причал; *2* — железнодорожный тупик; *3* — сливно-наливная эстакада; *4* — нулевой резервуар; *5* — насосная; *6* — манифольд; *7* — лаборатория; *8* — резервуары; *9* — мерник; *10* — пеноаккумуляторная станция; *11* — автоэстакада; *12* — разливочная; *13* — тарный склад; *14* — котельная; *15* — разгрузочная площадка; *16* — водонасосная; *17* — электростанция

тепродуктов с одного вида транспорта на другой, например с трубопроводного на водный (морской); размещают такие нефтебазы в морских или речных портах. Существуют перевалочные базы для перегрузки нефтегрузов с трубопроводного на железнодорожный транспорт в местах, где кончается нефтепровод, или в промежуточном пункте нефтепровода для доставки нефтегрузов в районы, с которыми имеется только железнодорожное сообщение. Резервуарные парки перевалочных нефтебаз имеют, как правило, большое число резервуаров для компенсации неравномерности отгрузки нефтегрузов танкерами (например, из-за возможных штормов на море) или железнодорожным транспортом (из-за задержки подачи цистерн).

Распределительные нефтебазы оперируют, как правило, с нефтепродуктами. Они получают тем или иным видом транспорта различные нефтепродукты (бензины, дизельное топливо, масла, смазки и т.п.) и отпускают их потребителям в данном районе (городе) в автоцистернах, бочках, бидонах. Часть нефтепродуктов эти нефтебазы реализуют через прикрепленные к ним автозаправочные станции (АЗС) непосредственно в баки автомашин. Распределительные нефтебазы имеют в большинстве случаев меньшую вместимость резервуарных парков, но принимают, хранят и отпускают потребителям большее число наименований нефтепродуктов. Перевалочно-распределительные базы выполняют функции перевалочных и распределительных нефтебаз.

Для более четкого и удобного проведения всех операций и с учетом противопожарных соображений все объекты нефтебаз обычно располагают в шести зонах (рис. 21):

I — зона приема и отпуска нефтепродуктов; в состав сооружений этой зоны входят железнодорожные подъездные пути, сливно-наливные эстакады и площадки, водные пирсы и причалы, береговые резервуарные парки, насосные станции и технологические трубопроводы;

II — зона хранения; включает резервуарные парки, технологические трубопроводы, систему замера и учета количества нефтепродуктов в резервуарах;

III — зона отпуска нефтепродуктов (оперативная); включает эстакады для налива автоцистерн, разливочные для налива нефтепродуктов (главным образом масел) в бочки, склады для затаренных в бочки нефтепродуктов, лабораторию для анализа качества нефтепродуктов; цех по регенерации масел, цех по затариванию масел в мелкую тару (бидоны, пакеты);

IV — зона вспомогательных технических сооружений; включает механическую мастерскую, котельную, трансформаторную подстанцию, цех по ремонту тары, материальный и топливный склады;

V — зона административно-хозяйственных сооружений; включает контору нефтебазы, пожарное депо, помещение охраны, гараж;

VI — зона очистных сооружений; включает установки для приема и очистки производственных, бытовых и ливневых стоков.

В отдельной зоне вне территории нефтебазы размещается жилой поселок. При проектировании нефтебаз следует руководствоваться нормами Госстроя СССР и строительными нормами и правилами.

Резервуары являются одним из важнейших сооружений нефтебаз любого типа. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов подразделяют по следующим признакам:

по материалу, из которого они изготовлены, — металлические, железобетонные, земляные, синтетические, ледогрунтовые, в горных выработках;

по внутреннему давлению — без давления (с понтоном, плавающей крышей и др.), низкого давления (до 2 кПа и вакуум до 0,25 кПа), повышенного давления (до 70 кПа и вакуум от 0,25 до 10 кПа);

по конструкции — вертикальные цилиндрические с коническими, сферическими или плоскими крышами, горизонтальные цилиндрические с плоскими или сферическими крышами, каплевидные, шаровые, сферические, прямоугольные;

по технологическим операциям — для хранения маловязких или высоковязких нефтей и нефтепродуктов, отстойники, смесители, буферные.

Резервуары (нефтехранилища) в горных выработках могут сооружаться: в пластах каменной соли путем ее растворения (выщелачи-

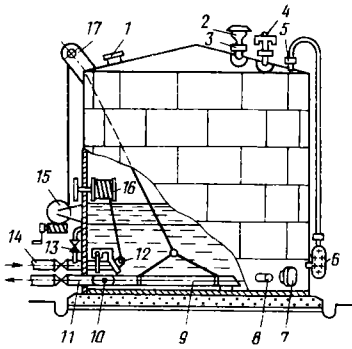


Рис. 22. Вертикальный цилиндрический резервуар:

1 — световой люк; *2* — гидравлический предохранительный клапан; *3* — огневой предохранитель; *4* — дыхательный клапан; *5* — замерный люк; *6* — указатель уровня; *7* — люк-лаз; *8* — сифонный кран; *9* — подъемная труба; *10* — шарнир подъемной трубы; *11, 14* — приемо-раздаточные патрубки; *12* — хлопушка; *13* — перепускное устройство; *15* — лебедка; *16* — управление хлопушкой; *17* — блок

вания) водой; в пластических породах путем их уплотнения подземными взрывами; в шахтах путем разработки и выемки грунта; в мерзлых грунтах (ледогрунтовые).

Резервуары могут быть подземными — заглубленными в грунт или обсыпанными грунтом и наземными.

Наиболее широкое применение нашли вертикальные цилиндрические стальные резервуары низкого давления (рис. 22). Изготовляют такие резервуары вместимостью от 1000 до 50000 м^3 из стальных листов путем их сварки. Сооружение стальных вертикальных цилиндрических резервуаров может производиться методом полистовой сборки (сварки) и рулонным методом. Метод полистовой сборки заключается в поочередной сварке стальных листов в одно целое непосредственно на корпусе сооружаемого резервуара в месте его установки. Метод рулонного монтажа заключается в том, что днище и корпус резервуара сваривают в виде полотнища из отдельных листов на заводе. Затем эти полотнища сворачивают в рулоны и перевозят к месту монтажа резервуара. Там рулоны разворачивают, и они образуют соответственно днище или корпус резервуара. Рулонный способ значительно ускоряет процесс сооружения резервуаров. Его применяют для изготовления резервуаров вместимостью 10 тыс. м^3. У резервуаров вместимостью 20 и 50 тыс. м^3 толщина листов их нижних поясов весьма значительная и это затрудняет рулонирование таких заготовок. Поэтому резервуары вместимостью 20 и 50 тыс. м^3 обычно сооружают полистовым методом.

Для хранения нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов, имеющих высокую упругость паров, применяют резервуары специальных конструкций — шаровые и каплевидные (рис. 23). Такие резервуары имеют, как правило, небольшую вместимость (не свыше 5000 м^3) и сооружают их в основном на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах. Стоимость каплевидных (сферических) и шаровых резервуаров выше, чем вертикальных цилиндрических, из-за

Рис. 23. Каплевидный резервуар

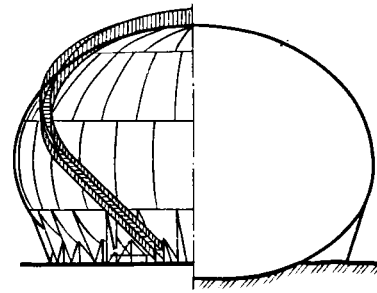
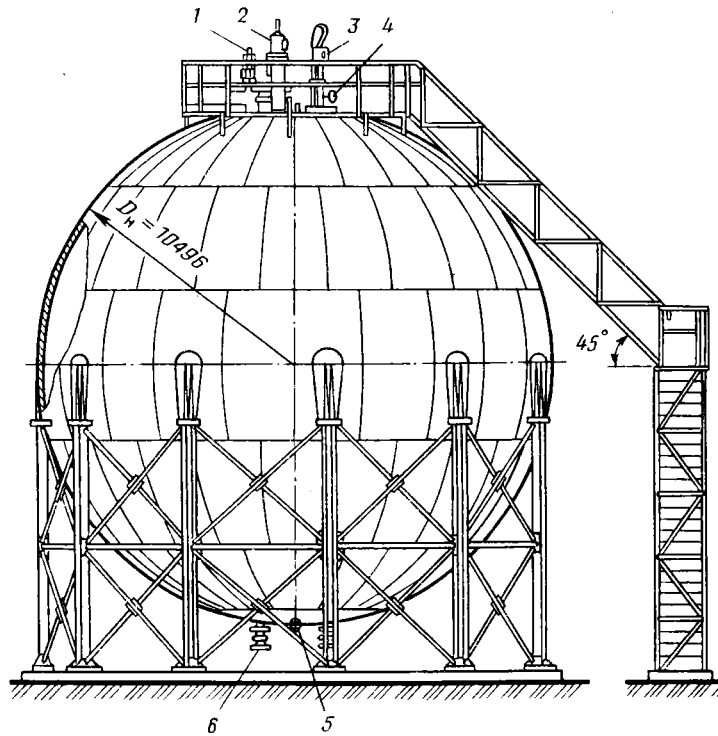


Рис. 24. Шаровой резервуар на стоечных опорах:

1 — узел дыхательной арматуры; *2* — поплавковый уровнемер; *3* — шлюзовая камера для замера уровня, температуры сжиженного газа и отбора проб; *4* — быстродействующая задвижка; *5* — дренажный кран; *6* — приемо-раздаточный патрубок



сложности сооружения их оболочки. Шаровые резервуары сооружают на избыточное давление от 0,25 до 1,8 МПа. Оболочка шарового резервуара опирается на несколько колонн, которые передают давление на бетонный фундамент (рис. 24).

Железобетонные резервуары изготавливают монолитными или из железобетонных плит (из сборного железобетона). Наибольшее распространение получили цилиндрические железобетонные резервуары

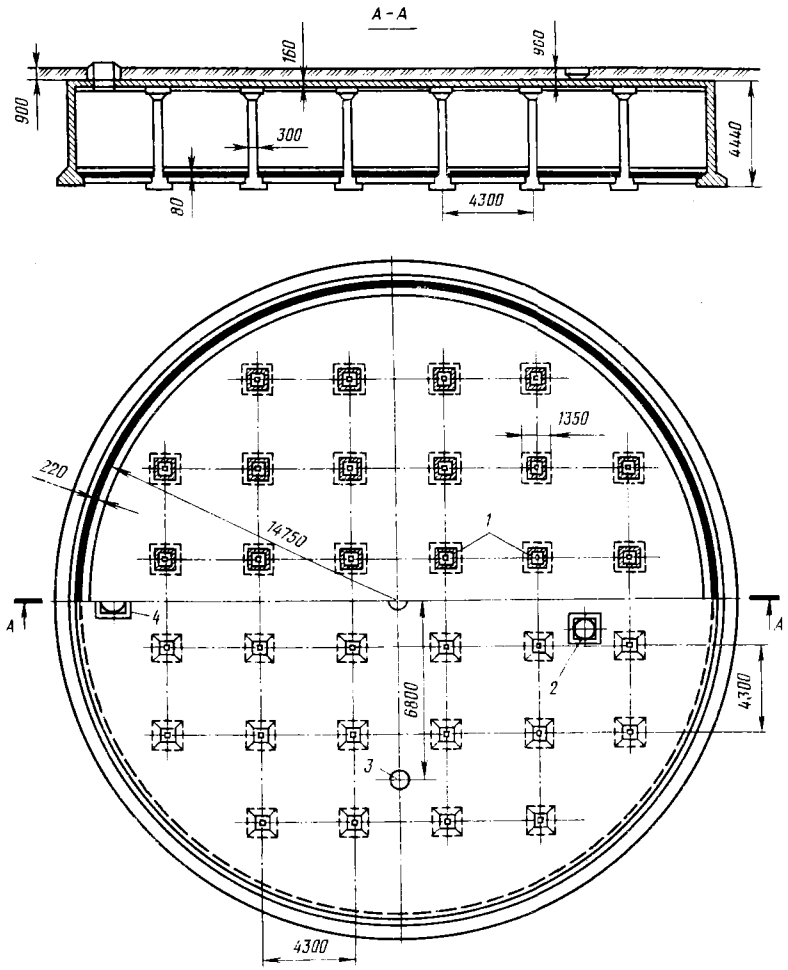


Рис. 25. Цилиндрический железобетонный резервуар:
1 — колонны; *2* — смотровой люк; *3* — отверстия для вытяжной трубы; *4* — сливной люк

(рис. 25). Так как обычный железобетон плохо работает на растяжение, то резервуары изготавливают предварительно напряженными; для этого корпус железобетонного резервуара (особенно из сборного железобетона) обматывают стальной проволокой с определенным усилием натяжения. При этом в железобетонных плитах стенок создается сжимающее напряжение. При хранении в таком резервуаре нефти или нефтепродукта эти сжимающие напряжения полностью или час-

тично компенсируются растягивающими напряжениями от давления жидкости на стенки. Результирующие растягивающие напряжения в стенке резервуара будут значительно меньше, чем без предварительного напряжения, или их совсем не будет. Железобетонные резервуары очень часто сооружают подземными или полуподземными, но с засыпкой стенок грунтом снаружи. Вместимость железобетонных резервуаров от 10 до 50 тыс.м^3. Железобетонные резервуары стали широко применять для хранения нефти и нефтепродуктов с 50-х годов. В этот период в связи с ростом добычи и потребления нефти требовалось сооружать крупные резервуарные парки. Поскольку железобетонные резервуары требуют меньше металла (на 25—30 %), то им стали отдавать предпочтение. В течение последующих 15—20 лет выяснилось, что эксплуатация железобетонных резервуаров более сложная и дорогая, чем стальных. Это объясняется сложностью ремонта железобетонных резервуаров, необходимостью принимать специальные меры для герметизации стенок таких резервуаров, устанавливать в подземных резервуарах погружные насосы для выкачки нефти и т.п.

В последние годы предпочтение вновь отдано вертикальным стальным резервуарам, которые сооружаются на нефтебазах, головных нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и нефтеперерабатывающих заводах. Вертикальные, цилиндрические, стальные и железобетонные резервуары оборудуют специальными устройствами для замера количества хранимого продукта, отбора проб этого продукта, для поддержания избыточного давления и вакуума в газовом пространстве в допустимых пределах, определяемых конструкцией резервуара, подводящими и отводящими трубопроводами, устройствами для тушения пожара и т.п.

Высоту налива нефти в резервуарах замеряют в большинстве случаев автоматически уровнемером поплавкового типа с передачей данных в диспетчерскую. Затем определяют объем нефти в резервуаре и, зная среднюю плотность нефти (нефтепродукта), ее массу. Для отбора средней пробы нефти из резервуара применяют пробоотборники в виде трубки, проходящей по всей высоте резервуара. При помощи специальных клапанов в эту трубку поступает жидкость с разных отметок по высоте и в ней образуется средняя проба нефтепродукта, которая сливается и поступает в химико-аналитическую лабораторию нефтебазы для анализа (измерения плотности и других показателей качества).

В газовом пространстве резервуара над зеркалом хранимой жидкости с высокой упругостью паров (нефть, бензин) будет находиться смесь паров этой жидкости с воздухом (паровоздушная смесь). Давление в газовом пространстве такого резервуара будет меняться вследствие изменения температуры наружного воздуха и соответственно нагрева (днем) и охлаждения (ночью) паровоздушной смеси. Для

поддержания давления в газовом пространстве резервуаров с легкоиспаряющимися жидкостями (нефть, бензин) в безопасных пределах, определяемых конструкцией, на крыше таких резервуаров устанавливают дыхательные (механические) и предохранительные (гидравлические) клапаны. Механический дыхательный клапан поддерживает избыточное давление в газовом пространстве резервуара не более предельного, открываясь и выпуская газовоздушную смесь в атмосферу при увеличении давления выше допустимого, например выше 0,002 МПа для обычных цилиндрических вертикальных резервуаров, и впуская воздух из атмосферы в газовое пространство при вакууме в нем более 0,2 кПа. Если механический клапан откажет, то сработает предохранительный клапан, так как в противном случае при повышении давления выше допустимого можно повредить резервуар, а при большем вакууме кровля или оболочка резервуара будет смята. Для тушения пожара на верхнем поле резервуаров устанавливается пеногенератор, через который на загоревшуюся поверхность нефтепродукта подается высокократная воздушно-механическая или химическая пена, препятствующая контакту нефтепродукта с воздухом. В нижний пояс резервуара вводят подающий и отводящий трубопроводы, оборудованные задвижками. Резервуар снабжается лестницей для доступа оператора на его крышу, люками-лазами для проветривания и осмотра при ремонтах. На днище резервуаров для хранения высоковязких нефтепродуктов и нефтей устанавливают змеевиковые подогреватели, в которые подается пар из котельной для подогрева хранимой жидкости перед перекачкой.

Группы резервуаров в резервуарном парке ограждают земляной дамбой, препятствующей при аварии одного из них разливу нефти (нефтепродукта) по всей территории нефтебазы (или по всей территории резервуарного парка).

Общий объем резервуаров нефтебазы определяется числом сортов хранимых нефтепродуктов, их грузооборотом и назначением нефтебазы. Распределительная нефтебаза на берегу замерзающей реки имеет, как правило, увеличенный суммарный объем резервуаров для создания запасов нефтепродуктов на межнавигационный период. Резервуарный парк на головной нефтеперекачивающей станции нефтепровода должен иметь резерв свободной емкости для приема нефти с промысла в период ликвидации аварии на нефтепроводе. Такой же запас нефти должен быть в резервуарах конечного пункта нефтепровода, чтобы обеспечить потребителей при аварии нефтепровода.

Одной из серьезных проблем хранения нефти и легковоспламеняющихся нефтепродуктов, например бензина, является борьба с их потерями от испарения из наземных и полуподземных резервуаров (стальных и железобетонных). Пары бензина и бензиновых фракций нефти интенсивно испаряются, насыщают газовое пространство резервуара

и теряются безвозвратно в атмосферу при срабатывании дыхательных клапанов при так называемых "малых" и "больших" дыханиях резервуара. "Малые" дыхания резервуара (особенно это проявляется в вертикальных стальных наземных резервуарах) происходят вследствие изменения температуры паровоздушной смеси и хранимого нефтепродукта в течение суток. Днем (особенно летом) температура повышается, испарение и объем паровоздушной смеси увеличиваются, давление в газовом пространстве растет, срабатывает дыхательный клапан и часть паровоздушной смеси выходит из резервуара в атмосферу. Ночью температура снижается, давление в газовом пространстве резервуара уменьшается, при вакууме свыше допустимого срабатывает дыхательный клапан, впуская воздух из атмосферы в резервуар. Днем этот воздух насыщается парами бензина, и описанный процесс повторяется вновь. Потери нефти и бензина от больших дыханий происходят при заполнении пустого резервуара. При заливе нефти или бензина в резервуар вся образовавшаяся паровоздушная смесь через дыхательный клапан выходит в атмосферу. Если принять, что средняя концентрация бензиновых паров в паровоздушной смеси 150 г/м^3, а объем резервуара 10000 м^3, то при одном полном заполнении пустого резервуара потери при таком большом дыхании составят порядка 1,5 т. При опорожнении резервуара в него через клапан поступает атмосферный воздух, который насыщается парами бензина, и при новом наливе процесс большого дыхания повторяется вновь.

На перевалочных и крупных распределительных нефтебазах с большим грузооборотом каждый резервуар может заполняться и опорожняться до нескольких десятков раз в течение года, и потери от испарения могут стать весьма значительными. Для уменьшения потерь от испарения при малых и больших дыханиях применяют различные способы. Для сокращения потерь легких фракций нефти и бензинов от испарения применяют резервуары с плавающими крышами или с понтонами (рис. 26). Как плавающая крыша, так и понтон полностью закрывают зеркало нефтепродукта (плавают на нем) и снабжены уплотнительным затвором для герметизации щели между понтоном (крышей) и корпусом резервуара. Плавающая крыша и понтон предотвращают контакт бензина с атмосферой или с воздухом в газовом пространстве и при нормальной эксплуатации потери от испарения снижаются на 85—90 %. Плавающие крыши и понтон особенно эффективны при большом числе наполнений и опорожнений резервуара в течение года (при большом коэффициенте оборачиваемости).

Применяют также газовую обвязку группы резервуаров при периодическом их наполнении и опорожнении. В этом случае газовое пространство резервуаров соединяют (обвязывают) трубопроводами. При этом паровоздушная смесь из наполняемого резервуара поступает через газовую обвязку и в газовое пространство опорожняемого ре-

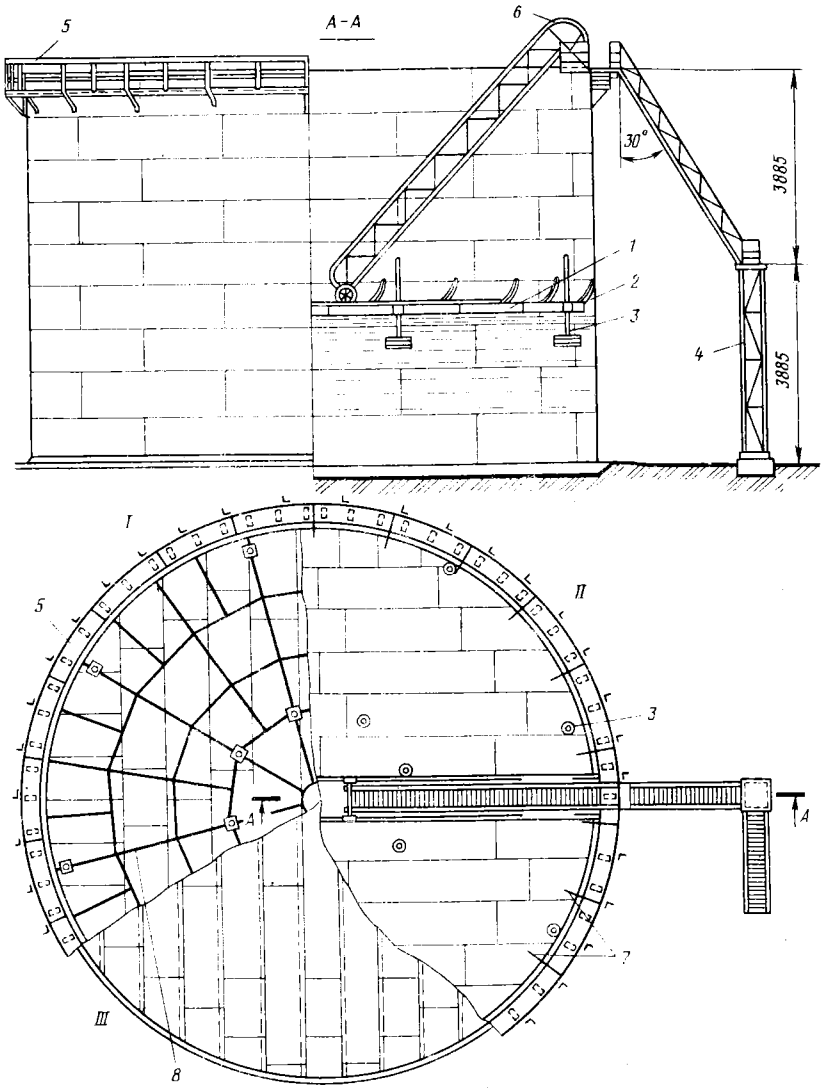


Рис. 26. Резервуар с плавающей крышей:

I — план ребер жесткости нижнего настила плавающей крыши; *II* — план верхнего настила плавающей крыши; *III* — план днища резервуара; *1* — плавающая крыша; *2* — затвор; *3* — опорные стойки; *4* — неподвижная лестница; *5* — балкон; *6* — подвижная лестница; *7* — кронштейны затвора; *8* — ребро жесткости

зервуара. Если наполнение и опорожнение резервуаров, оборудованных газовой обвязкой, не происходит одновременно, то для сбора паровоздушной смеси может применяться специальный пустой резервуар — газгольдер или эта паровоздушная смесь может поступать к компрессору и из нее при компримировании будет отделяться сконденсировавшийся бензин.

Плавающие крыши, понтоны и газовая обвязка предотвращают потери от испарения как при больших, так и при малых дыханиях. Потери от малых дыханий можно также предотвратить, заглубляя резервуар в грунт на такую глубину, где суточные колебания температуры не будут существенно влиять на испарение и давление в газовом пространстве, или применяя резервуары с повышенным рабочим давлением. Рабочее давление в этом случае должно быть больше, чем давление паровоздушной смеси в теплое время суток. В этом случае дыхательный клапан не сработает и потери паров бензина из резервуара не будет.

Подземные емкости для хранения нефтепродуктов по способу их сооружения разделяют на ледогрунтовые, шахтные, сооружаемые в пластах каменной соли выщелачиванием и пластических породах путем камуфлетного (закрытого) взрыва. Возможность сооружения подземного хранилища того или иного типа определяется геологией пластов, географическими, экономическими и эксплуатационными соображениями.

Широкое распространение получили подземные хранилища для нефтепродуктов, конденсата, сжиженных газов, сооружаемые в пластах каменной соли, имеющих очень малую проницаемость и пористость. Подземные хранилища требуют меньше металла, чем обычные резервуары, они менее опасны в пожарном отношении, в них практически отсутствуют потери от испарения, они меньше загрязняют окружающую среду, требуют меньше земельных участков, чем обычные резервуарные парки. Стоимость хранения 1 $м^3$ продукта в подземных хранилищах меньше, чем в наземных. Вместимость единичного подземного хранилища может достигать нескольких сотен тысяч кубических метров и ограничена лишь мощностью и расположением пластов, в которых оно сооружается.

Расчетное избыточное давление в подземном хранилище должно компенсироваться давлением вышележащих пород. Поэтому минимально допустимая глубина заложения подземных хранилищ определяется расчетной величиной упругости паров хранимого продукта. Например, если пропан поступает в подземное хранилище под давлением 1,8 МПа, то для уравновешивания такого давления при средней плотности вышележащего грунта в 2200 $кг/м^3$ это хранилище следует разместить на глубине не менее 100 м. При избыточном давлении в подземных хранилищах 5, 10 и 20 МПа минимальная глубина заложения таких

хранилищ должна быть соответственно 200, 600 и 1200 м. Существующие технология и техника позволяют сооружать подземные хранилища в пластах каменной соли методом выщелачивания на глубинах до 1400—1500 м и в дальнейшем может быть увеличена. Опытным путем установлено, что нефть и нефтепродукты (бензины, дизельное и реактивное топлива различных марок, пропан, бутан) не взаимодействуют с каменной солью и ее водным раствором (рассолом), их взаимная растворимость весьма незначительна. При длительном (до 200 сут) хранении указанных нефтепродуктов в емкостях из каменной соли изменения физико-химических показателей не наблюдались. Процесс сооружения хранилища в пласте каменной соли начинается с пробуривания скважины, в которую опускают три технологические колонки труб, располагаемых соосно, и создания первоначальной полости, в которой размещают нужные концы колонн. По кольцевому пространству между обсадной трубой и технологической колонной подается нерастворитель, т.е. жидкость легче воды или газ для защиты верхнего слоя свода от растворения. По кольцевому пространству между центральной и второй трубами подается вода. По центральной трубе, опущенной до дна хранилища, вытесняется на поверхность рассол. По мере размыва промежуточная колонна поднимается и происходит послойное формирование емкости. Рассол, вытесняемый из подземного хранилища, используют для технологических нужд (например, получение соли) или закачивают в подземные водоносные пласты по специальной скважине. Часть рассола направляют в рассолохранилище — земляную выемку на поверхности и используют для регулирования количества хранимого в хранилище продукта. При закачке продукта в хранилище рассол вытесняется в рассолохранилище. При закачке рассола в хранилище хранимый продукт вытесняется на поверхность и направляется потребителю (рис. 27). Подземные хранилища могут создаваться в пластичных породах (глинах, суглинках) при помощи подземного камуфлетного взрыва. При этом бурится скважина до глубины расчетного заложения хранилища. Затем в ней взрывают один или два небольших прострелочных заряда. В образовавшейся полости размещают основной заряд взрывчатого вещества и после его взрыва образуется готовое подземное хранилище. При этом окружающий грунт деформируется и уплотняется (рис. 28).

Шахтные хранилища представляют собой отдельные тоннели или систему соединенных между собой горизонтальных выработок. При необходимости стенки таких тоннелей (выработок) герметизируют, чтобы устранить фильтрацию хранимого продукта в грунт. Для создания подземных хранилищ можно использовать выработанные горные шахты после их соответствующей герметизации (рис. 29).

Ледогрунтовые хранилища сооружают в районах с многолетнемерзлыми грунтами в виде выемок (ниже нулевой изотермы). Сверху соо-

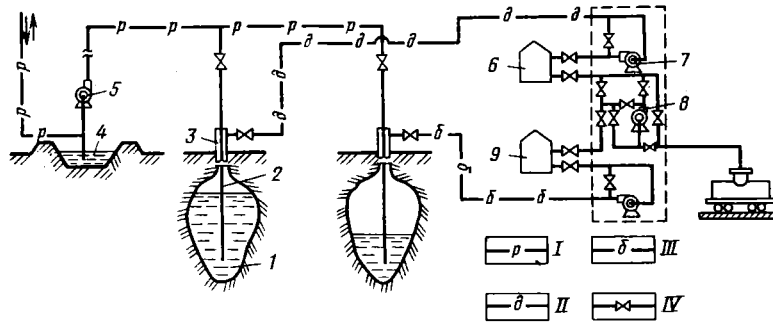


Рис. 27. Принципиальная технологическая схема подземного хранилища нефтепродуктов:

1 — подземный резервуар; *2* — рассольная колонна; *3* — скважина; *4* — рассолохранилище; *5* — насос для рассола; *6* — буферный резервуар для дизельного топлива; *7, 8* — насосы соответственно высокого и низкого давлений; *9* — буферный резервуар для бензина; *I* — рассол; *II* — дизельное топливо; *III* — бензин; *IV* — запорное устройство

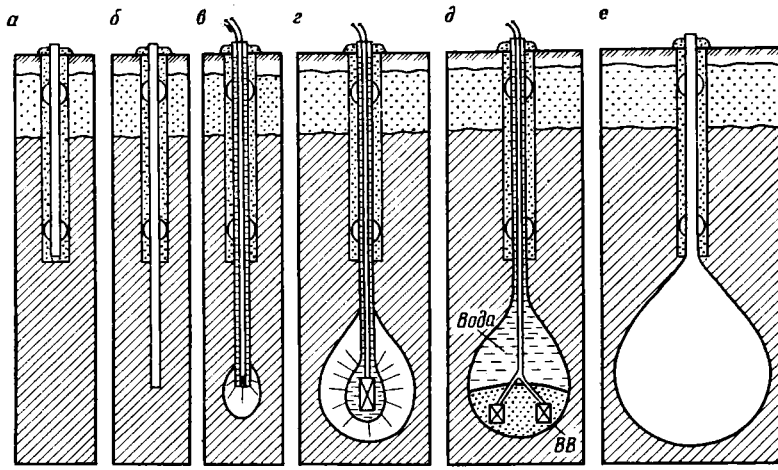


Рис. 28. Схема последовательности работ при создании хранилищ методом камуфлетного взрыва:

а — бурение скважины на начальный размер; *б* — обсадка скважины (цементация затрубного пространства и бурение скважины на конечный размер); *в* — первый "прострел" скважины; *г* — второй "прострел" скважины; *д* — взрыв основного заряда взрывчатого вещества *ВВ*; *е* — готовое подземное хранилище

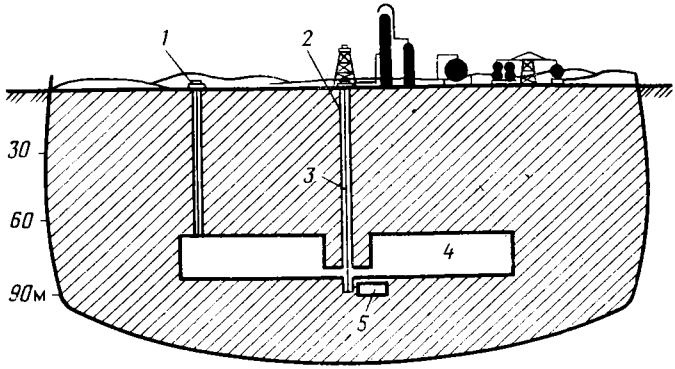


Рис. 29. Шахтное хранилище:
1 — трубопровод для заполнения хранилища нефтепродуктом; *2* — буровая скважина; *3* — эксплуатационная колонна; *4* — хранилище; *5* — насосная станция

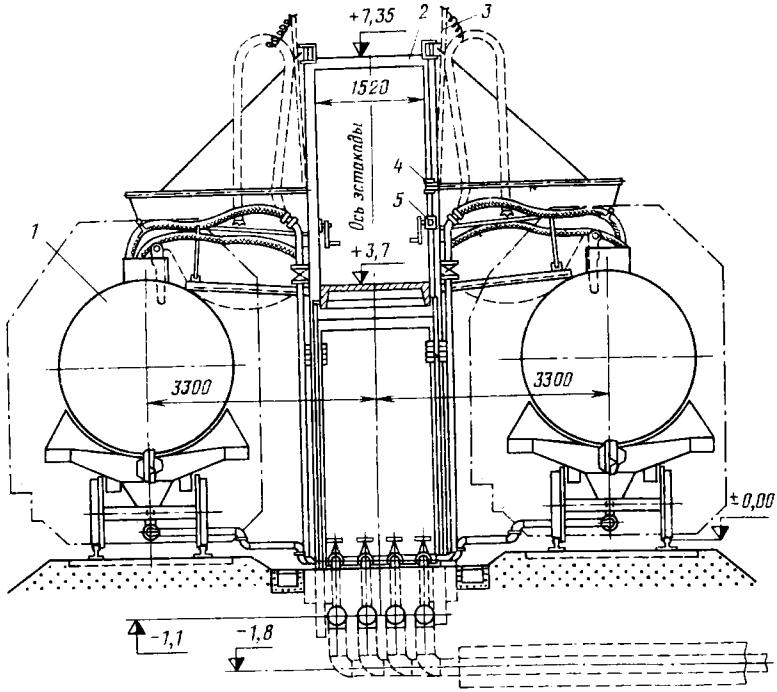


Рис. 30. Комбинированная железнодорожная сливно-наливная эстакада:
1 — железнодорожная цистерна; *2* — вертикальная рама эстакады; *3* — укосина; *4* — поворотный шарнир; *5* — лебедка

ружают перекрытие и намораживают лед с устройством наружной теплоизоляции. Дно и боковые стены хранилища облицовывают льдом. Теплоизоляция должна обеспечивать температуру в ледяном слое хранилища не выше -3° С. Температура нефтепродукта, заливаемого в ледогрунтовые хранилища, должна быть не выше 0° С.

Для слива и налива железнодорожных цистерн на нефтебазах сооружают сливоналивные эстакады длиной до 360 м, которые могут одновременно принимать до 60 цистерн. Эстакады монтируют из сборных железобетонных элементов (фундаментных плит, вертикальных колонн и плит настила) и оборудуют наливными и сливными устройствами. Для обслуживания цистерн на эстакаде предусмотрены откидные переходные мостики. Часто применяют устройства нижнего слива цистерн как более экономичные и удобные в эксплуатации (рис. 30).

Применяемые для перевозки железнодорожные цистерны все время совершенствуются. Основным типом цистерн является четырехосная цистерна вместимостью 60 $м^3$ с универсальным нижним сливным прибором. На цистернах устанавливают предохранительные клапаны, рассчитанные на избыточное давление 0,15 МПа и вакуум 0,02 МПа. Для перевозки высоковязких нефтей и нефтепродуктов применяют цистерны с внешним паровым обогревом (с паровой рубашкой) и цистерны-термосы с наружной теплоизоляцией. Применяют также цистерны вместимостью 25, 50, 90 и 120 $м^3$.

ХРАНЕНИЕ ГАЗА

Потребление газа происходит неравномерно в течение суток, недели, года, а магистральные газопроводы рассчитаны на определенную пропускную способность. Поэтому зимой, например, когда работает система теплоснабжения городов и поселков, ощущается недостаток газа, а летом — его избыток. Ночью газа потребляется несколько меньше, чем днем. Неодинаково потребление газа и по дням недели. Таким образом, можно говорить о суточной, недельной и сезонной неравномерности газопотребления. Наиболее ощутимо сказывается сезонная неравномерность. Для покрытия сезонной неравномерности газопотребления вблизи крупных центров потребления создают хранилища газа. Пропускная способность газопровода обычно больше, чем потребность в газе летом, но меньше, чем его потребность зимой. Поэтому летом излишек газа направляют в газохранилища, а зимой созданный за лето запас расходуется для покрытия нехватки газа.

Одним из основных способов компенсации сезонной неравномерности газопотребления является создание подземных хранилищ газа (ПХГ). Подземные газохранилища также обеспечивают надежность газоснабжения при авариях на газопроводе. Они сооружаются обыч-

но вблизи крупных центров потребления, а также по трассе газопровода и выполняют в этом случае роль буферных хранилищ. Подземные хранилища создают, как правило, в пористых пластах-резервуарах, которые в силу своей конфигурации образуют естественную ловушку (антиклинальная складка, купольное поднятие, стратиграфическая или тектоническая ловушка и т.п.).

Подземные хранилища газа по состоянию пористого пласта-резервуара разделяют на три основных вида: в истощенных газовых или нефтяных месторождениях, в водоносных пластах, в залежах негорючих природных газов.

При переоборудовании истощенного газового месторождения под хранилище необходимо выяснить состояние скважин и произвести ремонт негерметичных скважин. При использовании в качестве газохранилища истощенного нефтяного месторождения необходимо изучить последствия взаимодействия газа с нефтью в пласте-резервуаре, определить необходимость и технологию отбензинивания отбираемого из хранилища газа.

Подземные хранилища в водоносных пластах образуются путем вытеснения газом воды из пористого пласта-резервуара. Газохранилище в водоносном пласте представляет собой искусственную газовую залежь, созданную в пласте, который до этого времени был насыщен водой.

Пористый пласт-резервуар, в котором создается газохранилище, должен быть достаточно протяженным, обладать хорошими коллекторскими свойствами (пористостью, проницаемостью), должен быть перекрыт газонепроницаемыми породами и иметь такую форму, чтобы газ занимал в нем стабильный по времени объем.

Необходимость в хранении газа возникла в середине прошлого века, когда началось производство искусственного газа для газоснабжения городов, так как спрос на газ не был постоянным. Начали сооружать газгольдеры — стальные емкости для хранения газа. Батареи из стальных газгольдеров высокого давления (до 1,2—1,5 МПа) были применены в Москве для хранения газа с целью компенсации неравномерности потребления, когда в Москву стали подавать небольшое количество газа по первому газопроводу Саратов — Москва. Однако с развитием газопроводов и ростом объемов потребления газа, особенно крупными городами, потребовались газохранилища вместимостью в миллионы кубических метров. Обеспечить хранение таких количеств газа могли только подземные газохранилища.

Как устроено и работает подземное газохранилище в водоносном пласте?

Газ из магистрального газопровода летом поступает на станцию подземного хранения и, пройдя пылеуловители, попадает в компрессорную для компримирования до давления, существующего в пласте-

резервуаре (10—15 МПа). После сжатий до требуемого давления газ очищается от примеси масла, попавшего в него в компрессоре в сепараторах, охлаждается в теплообменнике и поступает на газораспределительный пункт (ГРП). На ГРП измеряют расход газа и затем он направляется к эксплуатационным скважинам и через них поступает в водоносный пласт-резервуар. Зимой газ отбирается из пласта-резервуара и по скважинам поступает на ГРП для измерения расхода и очистки в сепараторах. Затем он осушается в специальной установке и подается в магистральный газопровод для доставки потребителям. Для контроля за возможным проникновением газа из пласта-резервуара в вышезалегающие пласты используют специально пробуренные контрольные и наблюдательные скважины. В основном по такой же технологической схеме работают подземные газохранилища в истощенных газовых и нефтяных месторождениях.

Начиная с 50-х годов стали хранить природный газ в сжиженном виде. Технология сжижения природного газа, который состоит в основном из метана, была разработана в связи с необходимостью снабжения газом стран Западной Европы из Алжира. Природный газ охлаждался до -162° С и при этом метан сжижался и в сжиженном виде он специальными танкерами — метановозами транспортировался по Средиземному морю в Великобританию, Францию, Италию. Позднее перевозка сжиженного природного газа танкерами стала осуществляться в Японию, США из других газодобывающих стран Африки и Азии. Для хранения сжиженного метана на береговых базах и при перевозке танкерами применяют специальные резервуары с мощной теплоизоляцией. Такие резервуары изготовляют или из стали, содержащей от 5 до 9 % никеля, или из алюминия высокой степени чистоты. Снаружи резервуары покрывают теплоизоляционным слоем из вакуумированного перлита и других материалов с низким коэффициентом теплопроводности.

Для хранения сжиженного метана на береговых базах все более широко применяют заглубленные в землю железобетонные резервуары, облицованные внутри листами из никельсодержащей стали или алюминия. Между железобетоном и металлической облицовкой помещают слой теплоизоляционного материала. После того как были разработаны технология сжижения природного газа и резервуары для его хранения, сжиженный метан все шире применяется для компенсации сезонной неравномерности газопотребления.

ГЛАВА 5

СООРУЖЕНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

СОСТАВ СООРУЖЕНИЙ И РАБОТ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Магистральные трубопроводы — это инженерные сооружения.

К линейным объектам относят линейную часть (нитку) магистральных трубопроводов, линии технологической связи, линии электроснабжения, дороги различного назначения. К наземным (площадочным) объектам относят насосные и компрессорные станции на магистральных трубопроводах, нефтяных и газовых промыслах, установки комплексной подготовки нефти и газа, объекты ГПЗ, нефтебаз, газохранилищ. Линейные и наземные (площадочные) объекты имеют свои характерные особенности технологии и организации строительно-монтажных работ. Так, например, такой линейный объект, как магистральный трубопровод, имеет протяженность до 4000—4500 км и практически неограниченный фронт для производства строительно-монтажных работ. На магистральном трубопроводе при такой большой его протяженности все работы выполняют линейными объектными строительными потоками, за которыми закрепляют определенные участки строящегося магистрального трубопровода. По мере выполнения работ эти передвижные механизированные строительные подразделения перемещаются вдоль трассы строящегося трубопровода. При сооружении магистрального трубопровода большой протяженности строительно-монтажные работы последовательно выполняют в различных природно-климатических зонах с различными видами грунтов, с пересечением большого числа различных естественных и искусственных препятствий (реки, водохранилища, каналы, железные и автомобильные дороги и др.), с горными участками и заболоченными местностями. Понятно, что степень трудоемкости технологических процессов строительства на указанных участках резко различается. Поэтому технология и организация строительства линейной части магистральных трубопроводов на различных участках различные. На наземных (площадочных) объектах нефтяной и газовой промышленности фронт ведения строительно-монтажных работ по сравнению с линейными объектами значительно ограничен, так как площадь, занимаемая такими объектами, измеряется несколькими гектарами и только для таких крупных наземных объектов, как газоперерабатывающие заводы, — десятками гектар.

При сооружении объектов нефтяной и газовой промышленности выделяют два периода — подготовительный и основной. Общая длительность строительства этих объектов устанавливается нормативны-

ми документами (строительными нормами и правилами) с выделением нормируемой длительности подготовительного периода.

При сооружении объектов нефтяной и газовой промышленности выполняют комплекс работ, которые разделяют на общестроительные, монтажные и специальные строительные работы. К общестроительным относят бетонные и арматурные работы, работы по монтажу различного вида зданий, земляные работы по рытью траншей и котлованов. Монтажные работы — это работы по монтажу и сварке нитки магистрального трубопровода, а также технологических и промысловых трубопроводов, по монтажу основного и вспомогательного технологического оборудования на насосных и компрессорных станциях, установок комплексной подготовки нефти и газа на газовых и нефтяных месторождениях, на ГПЗ, по монтажу стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов на головных насосных станциях и нефтебазах. Специальные строительные работы — это работы, связанные с монтажом линий электропередач и технологической связи, системы электрохимической защиты на линейной части магистральных трубопроводов, систем водоснабжения и канализации, автоматики и телемеханики (на насосных и компрессорных станциях, УКПГ, УКПН, ГПЗ).

На линейной части магистральных трубопроводов выполняют следующие работы: подготовительные, транспортные, сварочно-монтажные, земляные, изоляционные и укладочные, очистку полости трубопроводов и их испытание.

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И ТРАНСПОРТНЫЕ РАБОТЫ

До начала основных строительно-монтажных работ по сооружению объектов нефтяной и газовой промышленности обязательно выполняют мероприятия и работы по подготовке строительного производства в таком объеме, который обеспечил бы осуществление строительства объекта качественно и в установленные сроки. В состав мероприятий и работ по подготовке строительного производства входят: общая организационно-техническая подготовка (это разработка проектно-сметной документации), отвод территории для строительства (трассы с полосой отвода для линейных объектов и площадки для наземных объектов), оформление финансирования строительства, заключение договоров подряда и субподряда.

Подготовка строительной организации проводится с целью создания необходимых условий для обеспечения выполнения заданий производственной программы всеми подразделениями — участниками строительства объекта с заданными технико-экономическими показателями. При этом виде подготовки разрабатывают документацию

по организации работ на годовую или двухлетнюю программу. Эта документация формируется в проекте организации работ (ПОР) на годовую программу строительной организации. В ПОР определяют последовательность выполнения строительно-монтажных работ на объектах, графики перемещения рабочей силы и машин, потребности в поставках материально-технических ресурсов.

Подготовка к производству строительно-монтажных работ включает разработку проектов производства работ (ППР); приемку от заказчика закрепленных на местности знаков геодезической разбивки трассы магистрального трубопровода или площадки наземного объекта; создание необходимого запаса строительных конструкций, материалов и изделий; оборудование площадки и стендов укрупнительной сборки конструкций (при сооружении линейной части магистральных трубопроводов это базы для сварки труб в секции длиной 36 м; при сооружении наземных объектов — площадки укрупнительной сборки строительных конструкций зданий).

Подготовка к строительству объекта и площадки включает большой комплекс различных подготовительных работ. Прежде всего организуют изучение инженерно-техническим персоналом проектно-сметной документации и детальное ознакомление с условиями строительства. Особое место на этом этапе подготовки строительства занимают внеплощадочные и внутриплощадочные подготовительные работы. Внеплощадочные подготовительные работы связаны в основном с инженерной подготовкой территории за пределами строительной площадки. Это строительство транспортных путей за пределами строительной площадки (временных и постоянных дорог, временных речных и морских причалов и т.д.), временных или постоянных инженерных сетей (линий электропередач с трансформаторными подстанциями, сетей внешнего водоснабжения и канализации) и жилых поселков для строителей. Внутриплощадочные подготовительные работы связаны с подготовкой самой строительной площадки и включают такие работы, как очистка, осушение и вертикальная планировка площадки, устройство внутриплощадочных временных или постоянных дорог, временных или постоянных внутриплощадочных инженерных сетей (водоснабжение, канализация, теплоснабжение, осветительные или силовые электролинии, временные телефонные сети) и др.

Рассмотрим, какие виды подготовительных работ выполняют при сооружении линейной части магистральных трубопроводов. Прежде всего строительная организация принимает от заказчика — организации по эксплуатации будущего магистрального трубопровода — геодезическую разбивку трассы и полосу территории, отведенной во временное пользование для проведения строительно-монтажных работ. Обычно в соответствии с проектом ось будущего трубопровода (трассу) закрепляют на местности с помощью закрепительных знаков-ре

перов. Отдельными реперами обозначают углы поворота трассы и створы переходов через различные препятствия (реки, овраги, дороги и др.). Ширина отвода земель для строительства магистральных трубопроводов определяется соответствующими нормативными документами и зависит от ряда факторов: диаметра трубопровода, числа трубопроводов в одном коридоре, вида земель на участке строительства, от конструкции магистральных трубопроводов (подземные, надземные, наземные).

После приемки полосы отвода земли для строительства магистрального трубопровода проводят внутриплощадочные и внеплощадочные работы по ее подготовке к ведению строительно-монтажных работ. Работы по подготовке трассы к ведению строительно-монтажных работ объединяют под общим названием инженерная подготовка. Характер и объемы инженерной подготовки зависят от ряда причин (рельефа местности, наличия горных участков, лесов, кустарников, оврагов, песчаных пустынь, болот и др.). Инженерная подготовка трассы должна создать необходимые условия для сооружения магистрального трубопровода, а именно: возможности подвоза и развозки вдоль трассы труб и необходимых материалов, прохода и работы машин для выполнения строительно-монтажных работ и производства самих работ. Понятно, что объем и трудоемкость выполнения работ по инженерной подготовке на равнинной местности намного ниже, чем, например, на горном участке или на болотах. Для доставки на трассу труб, трубных секций, других различных материалов и для прохождения по трассе строительных машин во время подготовительного периода строят дороги. Это связано с тем, что трассы магистральных трубопроводов, как правило, проходят в районах, отдаленных от автомобильных и железных дорог.

На равнинных участках трассы при отсутствии леса или зарослей кустарников на несельскохозяйственных землях производят только необходимую планировку рельефа, засыпку канав, сооружение простейших проездов через ручьи и мелкие овраги. При наличии земель сельскохозяйственного назначения в подготовительный период с помощью бульдозеров в пределах полосы отвода срезают слой плодородного грунта и перемещают его во временный отвал у границы полосы отвода. После окончания строительства и засыпки трубопровода в траншее восстанавливают слой плодородного грунта, т.е. проводят рекультивацию.

При прохождении трассы магистрального трубопровода по лесным массивам и тайге в границах полосы отвода устраивают просеку со спиливанием деревьев и удалением пней. Если трасса трубопровода проходит по барханным пескам пустынь, то подготовка полосы отвода заключается в срезке вершин бархан и планировке барханных песков. Эту операцию выполняют бульдозерами. При сооружении участков

магистрального трубопровода в горных условиях подготовка трассы связана со срезкой крутых склонов и устройством полок для прохождения строительной техники. При необходимости устанавливают так называемые якорные устройства, за которые закрепляют канаты для поддержки машин при больших уклонах спуска и подъема по горному рельефу. Кроме того, удаляют нависающие над трассой камни и проводят защитные меры против обвалов и оползней.

На участках магистрального трубопровода, проходящих по заболоченной местности или на сильнообводненных грунтах, основная подготовка связана со строительством вдольтрассовых дорог для прохождения строительных машин и ведения строительно-монтажных работ и с проведением работ по осушению отведенной полосы. Здесь следует заметить, что в зависимости от "несущей способности" болотных грунтов и возможности прохождения строительных машин все болота принято разделять на три типа. Болота I типа целиком заполнены торфом и допускают работу и неоднократные перемещения специальной болотной техники на уширенном гусеничном ходу (до 1,5 м), обеспечивающем снижение давления на грунт до 0,02–0,03 МПа. На болотах I типа прохождение обычной техники, в том числе и на обычном гусеничном ходу, возможно только по специально проложенным щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления до 0,02 МПа. Болота II типа – это тоже болота, целиком заполненные торфом, которые допускают перемещение строительной техники, в том числе и специальной болотной, только по щитам, сланям и дорогам, обеспечивающим снижение давления на торфяные грунты до 0,01 МПа.

Болота III типа заполнены растекающимся торфом и допускают применение специальной "плавающей" строительной техники (на понтонах) или обычной строительной техники, установленной на различные плавучие средства (понтоны, баржи).

Большой объем в составе подготовительных работ при сооружении магистральных трубопроводов, особенно в сложных условиях (в горах, на болотах, в пустынях и т.д.), занимает строительство временных дорог для нужд строительства. Различают три вида временных дорог: вдольтрассовые, подъездные и технологические. Вдольтрассовые дороги предназначены для перевозки различных грузов и труб, перебазировки строительных подразделений по трассе. Обычно вдольтрассовые дороги сооружают в полосе отвода, но при необходимости их сооружают и за пределами полосы отвода с необходимыми съездами к трассе. Подъездные дороги предназначены для доставки необходимых труб, материалов и строительной техники от пунктов их поступления железнодорожным или водным транспортом к вдольтрассовой дороге. Технологические дороги обеспечивают движение строительной техники в составе механизированных колонн в процес-

се сооружения линейной части магистрального трубопровода. Ширина вдольтрассовых и подъездных временных дорог колеблется от 4,5 до 9 м, а земляного полотна (насыпей) по верху — от 8 до 12 м. Минимальный радиус поворота этих дорог в плане при перевозке длинномерных грузов (трубных секций длиной 36 м) установлен равным 120 м. Для технологических дорог все перечисленные размеры соответственно установлены равными 10; 15 и 60 м. В зависимости от характера участка трассы магистрального трубопровода (равнины с нормальными грунтами, горные участки, болота и обводненные территории и др.) используют различные типы дорог. В обычных нормальных условиях при необходимости выполняют планировку дорог, сооружают насыпи и простейшие переходы с водопропускными трубами (из стальных труб диаметром 1220—1420 мм) через овраги, ручьи. Гораздо более сложным и трудоемким является процесс сооружения дорог на болотах I и II типов и на обводненных местностях. На болотах строительство дорог осложняется не только наличием воды, но и очень низкой несущей способностью торфа и заторфованных грунтов. В этом случае сооружают следующие виды временных дорог: грунтовые дороги без покрытия; с покрытием низшего типа (из грунтов, улучшенных добавками), деревогрунтовые (лежневые), сборно-разборные из деревянных щитов, ледяные переправы и зимники; с покрытием переходного типа (из гравия или грунтово-гравийной смеси, из закрепленных грунтов с добавками цемента, извести или битума), из железобетонных плит; специальные дороги (с покрытием из рулонных нетканых материалов). Грунтовая дорога без покрытия — это отсыпанное из местного минерального грунта полотно с выровненной проезжей частью. Дороги с покрытиями низшего и переходного типов обладают большей устойчивостью и рассчитаны на более длительные сроки эксплуатации. Лежневые (дерево-грунтовые) дороги сооружают на болотах и на участках со слабыми грунтами следующим образом. Вначале на слабый грунт основания с определенным зазором укладывают продольные лежки из бревен, а на них в виде сплошного покрытия поперечные лежки. На возведенное деревянное покрытие укладывают слой покровного грунта. При сооружении дорог с деревянным щитовым покрытием или с покрытием в виде плит из железобетона вначале подготавливают грунтовое основание. В районах с большими площадями, занимаемыми болотами и обводненными грунтами, с длительностью зимнего периода не менее 6 мес (северные районы Тюменской области) в зимнее время устраивают так называемые "зимники". При сооружении таких дорог вначале проводят планировку и промораживание торфяного грунта, а затем создают и укатывают снежное или снеголедовое покрытие.

При сооружении магистральных трубопроводов выполняют большой объем погрузочно-разгрузочных и транспортных работ. Основной

объем этих работ составляют операции с трубами. Только для сооружения участка магистрального трубопровода диаметром 1420 мм и длиной 100 км в зависимости от применяемой толщины стенки трубы (от 16 до 26 мм) требуется доставить на трассу от 55800 до 87800 т труб. Трубы и другие грузы доставляют с заводов-поставщиков железнодорожным или водным транспортом на станцию или пристани назначения, находящиеся по возможности на минимальном расстоянии от участков строящегося магистрального трубопровода. Для организации рациональных перевозок заранее составляют транспортную схему, на которую наносят наиболее рациональные пути подвоза труб и грузов. Наиболее распространена трехступенчатая схема доставки труб: станция разгрузки — сварочная база — трасса магистрального трубопровода. Выбор этой схемы связан с общепринятой базовой схемой ведения сварочно-монтажных работ, при которой отдельные трубы с заводов-изготовителей доставляют со станций разгрузки не сразу на трассу строящегося магистрального трубопровода, а на сварочные базы. На сварочных базах три отдельные трубы с помощью высокопроизводительной автоматической сварки под флюсом соединяют в секции длиной 36 м, которые затем доставляют на трассу и соединяют ручной электродуговой, электроконтактной или другими видами сварки в непрерывную нитку магистрального трубопровода. Трубы на железнодорожные станции обычно доставляют грузовыми поездами в четырехосных полувагонах. Выгрузку осуществляют обычно автомобильными кранами грузоподъемностью 16 т (при максимальной массе трубы диаметром 1420 мм с толщиной стенки 25 мм и длиной 12 м, равной 10,45 т). При выгрузке во избежание недопустимого изгиба труб используют траверсы балочного типа, по концам которых закреплены торцевые захваты. Наиболее эффективна выгрузка труб с одновременной их погрузкой непосредственно на транспортные средства — плетевозы, что исключает промежуточное складирование труб на станции разгрузки (рис. 31). Однако для этого необходимо достаточное число трубовозов-плетевозов. Поэтому в ряде случаев применяют промежуточное складирование труб в штабелях на подготовленном участке вблизи станции разгрузки. Причем, исходя из условий безопасного хранения труб (во избежание раскатывания штабеля), число рядов труб по высоте штабеля в зависимости от их диаметра составляет: 6 — при диаметре труб 530 мм, 4 — при 720 мм, 3 — при 1020 мм и 2 — при диаметрах 1220 и 1420 мм. Доставку труб со станций разгрузки на сварочные базы и трубных секций длиной 36 м от сварочных баз до трассы осуществляют специальными транспортными средствами — плетевозами с автомобильным или тракторным тягачами. Автомобильный плетевоз состоит из базового автомобиля повышенной проходимости и двухосного прицепа-роспуска. При перевозке одиночных труб длиной 12 м прицеп-роспуск соединяют с тягачом дышлом и допол-

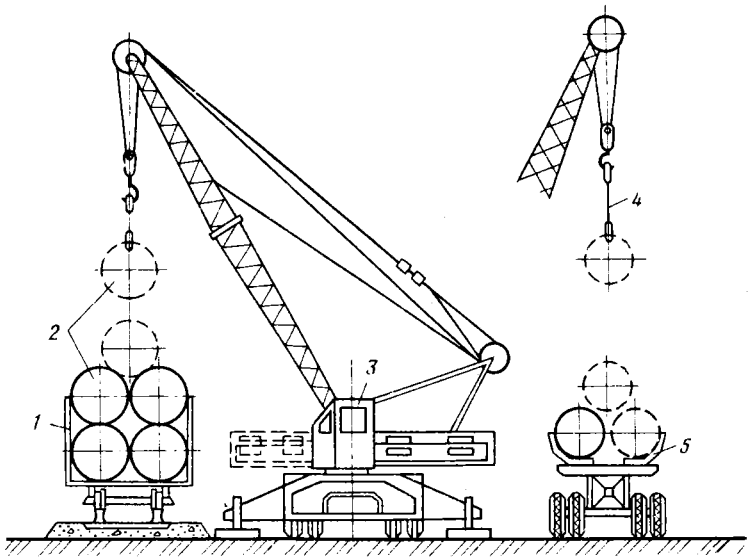


Рис. 31. Схема выгрузки труб из полувагона с одновременной погрузкой их на трубовоз автокраном:

1 — платформа; *2* — трубы; *3* — кран; *4* — стропы; *5* — трубовоз

нительно накрест расположенными стальными канатами для обеспечения совпадения колеи прицепа и базового автомобиля при поворотах. Трубы на автомобиле-тягаче и прицепе-роспуске укладывают на поворотные балки-коники, обеспечивающие вписывание плетевозов в поворотные участки дорог. На кониках установлены упорные стойки, удерживающие трубы от скатывания. При перевозке трубных секций длиной 36 м применяют автомобильные и тракторные плетевозы. Автомобильный плетевоз аналогичен описанному, но прицеп-роспуск имеет в этом случае два жесткозакрепленных коника, а связью между ним и базовым автомобилем служат сами трубные секции. Во избежание смещения прицепа-роспуска к заднему концу трубных секций при езде по неровным дорогам его дополнительно присоединяют к автомобилю-тягачу страховочным канатом. Тракторный плетевоз состоит из гусеничного или колесного (типа К700, К701) трактора и двух гусеничных тележек, на которых и перевозятся трубные секции. Автомобильные плетевозы в зависимости от мощности базового автомобиля имеют максимальную грузоподъемность от 8 т (при базовом автомобиле ЗИЛ-131) до 50 т (при базовом автомобиле МАЗ-537). Следует отметить, что масса секции длиной 36 м из труб диаметром 1420 мм с толщиной стенки 25 мм составляет 31,3 т, а с толщиной стенки 16 мм — 20 т. Грузоподъемность тракторных плетевозов —

до 40 т. Погрузка и разгрузка длинных и тяжелых секций длиной 36 м намного труднее по сравнению с одиночными трубами и требуют применения кранов большой грузоподъемности (до 50 т) или двух кранов грузоподъемностью по 16 т или двух кранов-трубоукладчиков. Для разгрузки трубных секций на трассе используют саморазгружающиеся плетевозы с задней выгрузкой по ходу движения (в сторону, противоположную направлению движения) и с боковой выгрузкой. Заднюю разгрузку трубных секций выполняют после освобождения удерживающих строп путем постепенного подтягивания прицепа-роспуска с помощью лебедки к неподвижно стоящему автотягачу. При этом трубные секции сползают постепенно на землю, начиная с заднего конца. На плетевозах с боковой разгрузкой опорные коники на тягаче и прицепе-роспуске имеют наклон в сторону разгрузки. При перевозке трубные секции удерживаются от бокового скатывания поворотными стойками на кониках и защелками фиксаторов. При выгрузке стойки постепенно переводят в наклонное положение и первая трубная секция по этим стойкам скатывается на землю. Остальные трубные секции удерживаются от падения (скатывания) фиксатором. После этого стойку поднимают в вертикальное положение, и плетевоз перемещается вперед на длину трубной секции, а описанный процесс выгрузки продолжается.

Для круглогодичного строительства в условиях севера Тюменской области с большими площадями заболоченных территорий создается специальная болотная техника — снегоболотоходы: на гусеничном ходу, с роторно-винтовым движителем и на воздушной подушке. Роторно-винтовой движитель — это полый цилиндр-понтон с винтовыми лопастями на цилиндрической поверхности. Вращение цилиндров-понтонов приводит как бы к ввинчиванию их в слабый разжиженный грунт и к поступательному перемещению транспортного устройства. Наличие полых цилиндров-понтонов позволяет перемещаться транспортному устройству даже по чистой воде (плавать). Транспортные устройства на воздушной подушке — это платформа, на которой установлены мощные воздуходувки с приводом от дизельных двигателей. По внешнему контуру платформы установлена гибкая завеса. Воздух от воздуходувок под небольшим давлением (0,12—0,15 МПа) нагнетается под днище платформы и поднимает ее, отрывая от земли. В таком положении тракторы-тягачи сравнительно легко перемещают транспортное устройство даже по слабым грунтам. Транспортные устройства на воздушной подушке в настоящее время успешно используют в строительстве наземных объектов, в частности, при обустройстве промыслов, для перевозки блоков и суперблоков оборудования нефтяных и газовых промыслов по рекам и по суше в условиях бездорожья.

При сооружении линейной части магистральных трубопроводов после выполнения подготовительных работ последовательно осуществляют следующие виды основных строительно-монтажных работ: сварочно-монтажные, земляные, изоляционно-укладочные, очистка полости трубопровода и испытание готовых участков трубопровода. Для осуществления перечисленных видов работ используют поточную организацию строительства. Поточная организация — наиболее передовой метод организации строительных работ, для которого характерны непрерывность ведения работ, последовательное проведение разноименных строительных работ и параллельное — одноименных. Все это позволяет осуществлять строительство объектов при высокой производительности труда и с оптимальными машинными и трудовыми ресурсами. Для осуществления поточного строительства организуют специализированные строительные подразделения, называемые потоками. В строительной практике принята следующая классификация потоков: частный, специализированный, объектный и комплексный. Частный поток — это первичное строительное подразделение, выполняющее обычно один из видов строительных работ (например, рытье траншеи, сварка одного слоя сварного шва и др.). Специализированный поток — строительное подразделение, состоящее из нескольких частных потоков, готовой продукцией которого является часть строящегося объекта (например, готовый участок трубопровода, сваренный из трубных секций у бровки будущей траншеи; линейный кран или задвижка на магистральном трубопроводе). Объектный поток — строительное подразделение, состоящее из нескольких специализированных потоков, готовой продукцией которого является целиком объект (например, готовая нитка участка магистрального трубопровода — подземного в засыпанной траншее, надземного на опорах). Комплексный поток — строительное подразделение, состоящее из нескольких объектных потоков, готовой продукцией которого является комплекс объектов (например, готовый участок магистрального трубопровода, включая как линейную часть, так и все другие наземные объекты для обслуживания линейной части).

Строительство линейной части магистральных трубопроводов осуществляют линейные объектные строительные потоки (ЛОСП). Каждый ЛОСП состоит из ряда специализированных потоков (для выполнения сварочно-монтажных работ, земляных работ по разработке и обратной засыпке траншей, изоляционно-укладочных работ и т.д.). Необходимое (оптимальное) число ЛОСП устанавливают заранее в проекте организации строительства. Так как условия строительства и прохождения строительной техники на различных участках магистрального трубопровода различные (равнины с достаточно прочным грун-

том, заболоченные и обводненные участки, горные участки и т.д.), то при расчете числа ЛОСП всю проектную длину трассы магистрального трубопровода приводят к некоторой условной приведенной протяженности. В основу этого расчета положено приведение различных участков трубопровода к некоторому усредненному показателю по трудоемкости изоляционно-укладочных работ. Расчет ведут по специальной формуле с введением коэффициентов, учитывающих различную трудоемкость выполнения изоляционно-укладочных работ на различных участках трассы строящегося магистрального трубопровода. Заранее определяют необходимое число сварочных баз и протяженность участков, обслуживаемых каждой базой. Строительные работы ведут в соответствии с директивными графиками, на которых показаны последовательность и темпы выполнения всех видов строительно-монтажных работ. Размещение пунктов разгрузки труб и материалов, трассы магистрального трубопровода, сварочных баз, дорог отображают в строительном генеральном плане (стройгенплане).

Рассмотрим кратко технологию и организацию выполнения работ по сооружению линейной части магистрального трубопровода.

Сварочно-монтажные работы

Сварочно-монтажные работы выполняют для соединения отдельных труб в непрерывную нитку магистрального трубопровода. При сооружении магистральных трубопроводов наиболее распространена базовая схема организации сварочно-монтажных работ. По этой схеме отдельные трубы вначале поступают на сварочные базы, где путем сварки трех труб получают трубные секции длиной обычно 36 м. Затем трубные секции доставляют на трассу сооружаемого участка трубопровода и раскладывают параллельно осевой линии трассы. Трубные секции соединяют с помощью сварки в непрерывную нитку трубопровода длиной до 25—30 км. Полученные подобным образом длинные плети трубопровода после изоляции укладывают на дно траншеи, засыпают грунтом и затем уже в траншее соединяют между собой (выполняют так называемую сварку захлестов). Такова в общих чертах схема организации сварочно-монтажных работ.

При сооружении магистральных трубопроводов применяют в основном два вида электродуговой сварки: ручную и автоматическую под слоем флюса. Все большее распространение получает высокомеханизированная и высокопроизводительная электроконтактная сварка оплавлением, совершенно исключающая применение ручной сварки. Перспективны методы механизированной сварки неповоротных стыков труб непосредственно на трассе — автоматическая сварка в среде защитных газов на установках типа "Дуга" и автоматическая сварка порошковой проволокой с принудительным формированием сварного

шва на установках типа "Стык". Изучаются возможности применения для сварки труб электронно-лучевой сварки (ЭЛС), сварки лазерным лучом, процессов пайки труб взамен сварки.

Вначале дадим краткую характеристику методов сварки труб магистральных трубопроводов.

Ручная электродуговая сварка — процесс получения неразъемного соединения элементов стальных конструкций, в том числе и трубных, за счет расплавления кромок элементов теплом электрической дуги и последующего образования сварного шва за счет затвердевания расплавленного металла. Ручным такой вид сварки называют потому, что все операции по перемещению и поддержанию горения дуги выполняют вручную. Из физики известно, что если два электрода присоединить к плюсу и минусу и постепенно их сближать, то при достижении определенного расстояния между торцами электродов возникает непрерывный электрический разряд, называемый дугой. В принципе электродуговую сварку можно проводить как на переменном, так и на постоянном токе. Однако в полевых условиях сварку труб магистральных трубопроводов ведут только на постоянном токе. В качестве источников постоянного сварочного тока используют специальные сварочные генераторы и сварочные выпрямители (на сварочных базах). Сварочные генераторы имеют привод от дизельных двигателей внутреннего сгорания (реже от карбюраторных). Для удобства перемещения вдоль трассы строящегося трубопровода сварочный генератор с приводом, называемый сварочным агрегатом, устанавливают на тележку с пневмоколесами. Широко используют также самоходные сварочные агрегаты, одновременно питающие током два или четыре сварочных поста. Сварочные генераторы в этом случае устанавливают на гусеничных тракторах, приводом сварочных генераторов служит двигатель трактора. Сварочные генераторы используют однопластовые (для питания одного сварочного пласта) и многопластовые (для питания двух и более сварочного поста). Сварочный пост для ручной электродуговой сварки оборудуют источником питания дуги (сварочным агрегатом), двумя электрическими кабелями с прочной изоляцией. Один из кабелей оснащен на конце электрододержателем клещевого типа. Электрододержатель предназначен для крепления и подвода тока к электроду. Второй кабель от источника сварочного тока присоединяют к свариваемой трубе с помощью специального зажима. Рабочий-сварщик перемещает электрододержатель вдоль линии сварного шва, поддерживает необходимую длину дуги и формирует сварной шов, соединяющий две трубы. Для ручной электродуговой сварки применяют специальные сварочные электроды. Каждый электрод состоит из стального стержня диаметром 3—5 мм, изготовленного из малоуглеродистой проволоки с низким содержанием вредных примесей — серы и фосфора, и специального покрытия на поверхности стержня. Покрытие

электродов имеет многоцелевое назначение: защита металла сварного шва от проникновения из воздуха азота и кислорода, значительно повышающих хрупкость сварного шва; обеспечение стабильного горения дуги во всех положениях сварного шва; легирование металла сварного шва и ряд других функций. В связи с этим электродные покрытия имеют достаточно сложный состав. При термическом разложении компонентов в зоне дуги образуются окислы, формирующие шлак, и газообразные окислы (углекислый газ). Шлак и газы выполняют функции по защите жидкого металла от окисления и насыщения азотом. Введенные в состав покрытия ферросплавы (ферромарганец, ферросилиций, ферротитан) раскисляют и легируют металл шва, улучшая его качество. Соли калия, натрия или кальция, введенные в состав покрытия, стабилизируют горение дуги. По составу покрытия сварочные электроды разделяют на фтористокальциевые, с органическим покрытием (целлюлозные), рутиловые. Для сварки магистральных трубопроводов используют первые две группы электродов. Электроды с фтористокальциевым покрытием обеспечивают высокую устойчивость сварных соединений против хрупкого разрушения (высокий уровень ударной вязкости при нормальной и низких температурах). Однако этими электродами трудно выполнить доброкачественный первый (корневой) слой сварного шва, сварку неповоротных стыков трубопроводов можно вести только методом "снизу вверх" при малой скорости сварки (5—10 м/ч). Поэтому для сварки корневого слоя шва труб магистральных трубопроводов используют электроды с целлюлозным покрытием, которые, хотя и не обеспечивают высокого уровня ударной вязкости, соответствующего электродам с фтористокальциевым покрытием, позволяют выполнить корневой слой сварного шва с хорошим качеством методом "сверху вниз" при скорости до 15—20 м/ч. В качестве преимуществ ручной электродуговой сварки можно указать возможность выполнения сварки неповоротных стыков трубопроводов, т.е. без необходимости вращения труб, и менее жесткие требования к подготовке свариваемых труб к сварке по сравнению с автоматическими методами сварки. Однако ручная сварка отличается высокой трудоемкостью, привлечением для ее выполнения большого числа высококвалифицированных сварщиков, чтобы обеспечить необходимый темп ведения сварочно-монтажных работ. В настоящее время объем применения ручной электродуговой сварки при сооружении магистральных трубопроводов большого диаметра среди других методов сварки достигает почти 47 %. В двенадцатой пятилетке предполагается снизить объем применения ручной электродуговой сварки при сооружении магистральных трубопроводов большого диаметра до 30 %. Это позволит выполнить возрастающие объемы сварочно-монтажных работ при сооружении магистральных трубопроводов

в двенадцатой пятилетке практически без увеличения численности высококвалифицированных сварщиков.

Автоматическая электродуговая сварка была впервые разработана в нашей стране в 30-е годы под руководством академика Е.О. Патона и с 1948 г. применяется при сооружении магистральных трубопроводов. Автоматической эта сварка называется потому, что основные процессы сварки подачи проволоки в зону дуги и поддержание необходимой длины дуги выполняются автоматически, без вмешательства оператора-сварщика. Вторая особенность этого вида сварки связана с тем, что дуга горит под слоем специального флюса, т.е. сварка ведется закрытой дугой. Сварка закрытой дугой под флюсом обеспечивает качество сварного шва, хорошее формирование поверхности шва при высокой скорости сварки до 60—100 м/ч. Высокая скорость сварки при хорошем защитном действии флюса связана с использованием большой силы сварочного тока — до 1000 А. Сварочный электрод в этом случае представляет сварочную проволоку, непрерывно подаваемую в зону горения дуги из бухты с помощью подающих роликов, а перемещение дуги вдоль шва выполняется за счет вращения свариваемых труб механизированным способом. Автоматическая сварка под флюсом труб магистральных трубопроводов выполняется сварочными головками. Преимущества автоматической сварки под флюсом — высокая скорость сварки при хорошем качестве сварного шва и соединения. Однако автоматическую сварку под флюсом можно выполнять только в нижнем положении, что достигается вращением труб. Кроме того, автоматической сваркой невозможно выполнить корневой слой шва. Поэтому автоматическую сварку выполняют по готовому шву, наложенному ручной или другими методами сварки. В связи с этим автоматическую сварку под флюсом применяют для соединения трех отдельных труб в секции с вращением свариваемых труб на сварочных базах. Для автоматической сварки применяют сварочную проволоку диаметром 2—4 мм, заряжаемую в кассету сварочной головки, и флюсы. Причем используют так называемые плавленые флюсы, которые получают путем смешивания и последующего расплавления исходных тонкоизмельченных компонентов (песка, известняка, ферросплавов и др.). Полученную жидкую однородную массу после ее затвердевания подвергают измельчению (грануляции). Все плавленые флюсы — зернистый материал с размером зерен от 1,6 до 3 мм. Флюс в процессе сварки непрерывно поступает из бункера сварочной головки в зону дуги и укладывается слоем толщиной примерно 40—50 мм, защищая сварочную дугу. Излишек флюса ссыпается с трубы в сборные противни и используется повторно.

Для соединения трех труб в секции с помощью автоматической сварки организуют специальные сварочные базы, расположенные не-

далеко от трассы сооружаемого трубопровода и обслуживающие каждая определенный участок трассы (обычно от 20 до 60 км). В настоящее время используют два вида сварочных баз: базы с применением полевых автосварочных установок (ПАУ) полумеханизированные и базы для двухсторонней автоматической сварки типа БТС полностью механизированные. Полумеханизированная база полевого типа состоит из двух основных стендов: сборочно-сварочного стенда (или трубосборочной линии) и собственно установки для автоматической сварки под слоем флюса типа ПАУ. На сборочно-сварочном стенде выполняют сборку секции из трех отдельных труб и сварку первого (корневого) слоя шва. Сварку первого слоя шва обычно выполняют вручную. Центровка и сборка труб осуществляются с помощью специального приспособления — внутреннего центратора. Собранная и сваренная корневым слоем трубная секция подается путем перекатывания по направляющим из труб на стенд (установку) автоматической сварки. Эта установка состоит из рамы, на которой смонтированы продольные и поперечные ролики. Продольные ролики конической формы с обрезиненными опорными поверхностями служат для продольного перемещения трубной секции за счет вращения части роликов, называемых приводными. Поперечные цилиндрические ролики с обрезиненной рабочей поверхностью служат для вращения трубной секции при сварке со скоростью 18—100 м/ч. Автоматическая сварка под слоем флюса производится двумя сварочными головками (одновременно двух стыков). После окончания сварки готовая секция подается на площадку готовой продукции, где выполняют внешний осмотр сварных стыков и их контроль неразрушающими методами путем просвечивания рентгеновскими или гамма-лучами или магнитографическим методом в объеме, предусмотренном действующими нормами. Применяют полумеханизированные базы: ПАУ-601 (для сварки труб диаметром до 720 мм при силе сварочного тока до 600 А) и ПАУ-1001 (для сварки труб диаметром до 1420 мм при силе сварочного тока до 1000 А). Установки ПАУ-601 оснащают двумя сварочными головками СГФ-601, находящимися на открытом воздухе, а установки ПАУ-1001 — двумя сварочными головками ГДФ-1001, смонтированными в закрытых кабинах, перемещающихся по рельсовому пути. Преимуществом полумеханизированных полевых баз является относительная их мобильность, легкость перебазировки, а недостатком — частичное применение ручного труда. Механизированные базы типа БТС лишены этого недостатка, так как все операции на них механизированы. На этих базах предусмотрена двухсторонняя (наружная и внутренняя) сварка стыков труб автоматической сваркой под слоем флюса. Для этого кромки труб на базе специальным образом обрабатывают на металлорежущем станке с образованием двухсторонней (Х-образной) разделки с большим притуплением кромок. Существуют три типа полностью

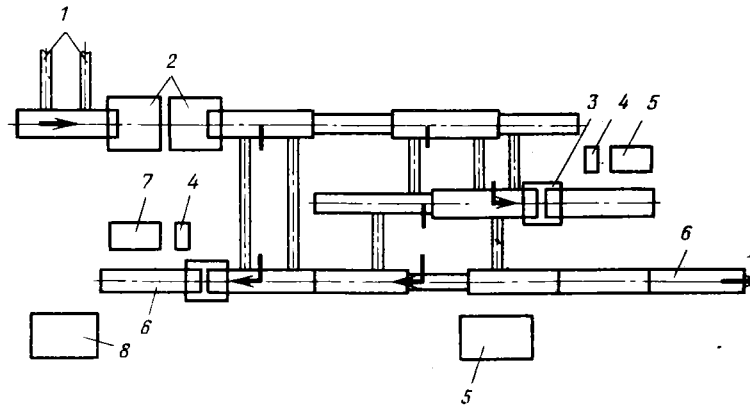


Рис. 32. Трубосварочная база БТС-143:

1 — магазин труб; *2* — стенд для обработки кромок труб; *3* — стенды для сборки и сварки двухтрубных секций; *4* — компрессор; *5* — электростанция или трансформаторная подстанция; *6* — стенд для сборки и сварки трехтрубных секций; *7* — блок питания; *8* — вспомогательный блок; *I* — к стенду контроля сварных стыков

механизированных баз: БТС-142 (для изготовления секций из двух труб длиной 24 м), БТС-142В и БТС-143 (для изготовления как двухтрубных, так и трехтрубных секций). База БТС-143 (рис. 32) состоит из трех стендов: обработки кромок труб перед сваркой, сварки двухтрубных секций и сварки трехтрубных секций. Трубы, поступившие с завода, после осмотра и отбраковки помещают в накопителе (магазин труб), откуда они поступают на стенд обработки кромок. Обработку кромок выполняют сразу двумя станками на двух трубах. Станки жестко закрепляют на торцах труб и головки с резцами обрабатывают кромки труб. Крайнюю из обработанных труб подают в конец стенда для сварки секций из двух труб. Затем к этой трубе с помощью внутреннего центратора пристыковывают вторую трубу с обработанными кромками и выполняют сварку наружных и внутренних слоев сварного шва автоматической сваркой под флюсом. В это же время обрабатывают кромки третьей трубы и подают ее на стенд для сварки трехтрубной секции. Затем на стенд подают двухтрубную секцию, пристыковывают ее к третьей трубе и выполняют сварку наружных и внутренних слоев сварного шва. Полученную трехтрубную секцию перемещают на площадку готовой продукции, и технологический процесс на базе повторяется. Механизированные базы обеспечивают на трубах размером 1420 х 16,5 мм сварку от 3,5 (для базы БТС-142) до 6 (для базы БТС-143) стыков в час. При длине труб в 12 м за восьмичасовую рабочую смену эти базы дают от 500 до 850 м трубных секций.

Электроконтактная сварка оплавлением относится к сварке давлением. В отличие от описанных методов электродуговой сварки плавлением при сварке давлением сварной шов формируется при обязательном сближении путем осадки (сдавливания) свариваемых элементов конструкций. При этом процессе электрический ток большой силы (до десятков тысяч ампер) проходит через свариваемые элементы и контакт между ними. Перед пропусканием тока для улучшения контакта свариваемые элементы сближаются действием осевой нагрузки. В металле между точками подвода тока и особенно в зоне контакта в соответствии с законом Ленца — Джоуля за счет значительного электрического сопротивления и большей силы тока выделяется большое количество теплоты. Так как контакт между поверхностями свариваемых элементов осуществляется по микроскопическим площадкам (точечный контакт), то в каждом таком микроконтакте выделяется громадное количество теплоты, вызывающее мгновенное расплавление и выброс жидкого металла и его паров. На контактирующих поверхностях происходят сотни тысяч таких микрооплавлений, что и приводит к оплавлению поверхностей металла. За счет теплоты, выделяющейся при оплавлении, происходит нагрев металла в прилегающих к контакту зонах, что приводит к снижению прочности и повышению пластичности металла. При достижении необходимой зоны разогрева свариваемые элементы с помощью гидравлического или другого механизма сближают с большой скоростью (процесс осадки) и при этом в зоне контакта образуется сварное соединение этих элементов. Преимуществом электроконтактной сварки оплавлением является ее высокая производительность. Это объясняется тем, что сварное соединение при электроконтактной сварке образуется сразу по всей площади кольцевого сечения труб, а машинное время сварки исчисляется 5—10 мин. В то же время при электродуговой сварке сварное соединение формируется последовательным наложением большого числа слоев шва при прохождении дуги по периметру трубы. Однако электроконтактная сварка предъявляет более жесткие требования к торцам труб (меньшие допуски по овальности, разностенности и др.). Кроме того, электроконтактная сварка характеризуется значительными пиковыми нагрузками в момент образования сварного соединения. В связи с этим для электроконтактной сварки труб большого диаметра необходимы мощные генераторы электрического тока. Так, для сварки труб магистральных трубопроводов диаметром 1420 мм требуется электростанция мощностью 1000 кВт. Это объясняется тем, что мощность для ведения электроконтактной сварки труб составляет 1—1,5 кВт/см^2.

Электроконтактная сварка труб осуществляется как в базовых условиях, так и непосредственно на трассе в полевых условиях с помощью стационарных или передвижных установок. Основой установ-

ки для электроконтактной сварки труб служит контурный (кольцевой) трансформатор, разработанный в Институте электросварки им. Е.О. Патона. Кольцевой трансформатор имеет сердечник в виде кольца, на который намотана первичная обмотка, а на ней в виде отдельных катушек намотана вторичная обмотка. От вторичных обмоток-катушек равномерно по периметру трубы введены контакты для подвода тока к трубе. На каждую трубу устанавливают по одному кольцевому трансформатору. Таким образом, в состав каждой установки входят по два кольцевых трансформатора. Применение кольцевых трансформаторов и позволило снизить необходимую мощность при электроконтактной сварке до 1—1,5 кВт/см^2 вместо 5—10 кВт/см^2 при обычных понижающих трансформаторах. В состав установок для электроконтактной сварки входят также механизмы оплавления и осадки с гидравлическим приводом. Причем применяют как наружные, так и внутренние установки. На сварочных базах для соединения труб в трехтрубные секции используют полустационарные установки контактной сварки ТКУС-1А (для сварки труб диаметром 114—377 мм) и ПЛТ-321 (для сварки труб диаметром 114—325 мм). Эти установки оснащены наружными сварочными головками. Для сварки труб магистральных трубопроводов диаметром 1420 мм применяют передвижные комплексы "Север-1", оборудованные сварочными машинами К-700. Сварочная машина К-700 размещается внутри трубы и выполняет все операции: центровку труб, зажатие их по всему периметру, равномерный подвод тока, перемещение труб в процессе оплавления и осадки. В состав сварочной машины входит сварочный понижающий трансформатор с номинальной мощностью 800 кВт. Сварочная машина К-700 массой 25 т самостоятельно перемещается внутри трубопровода от стыка к стыку. После сварки на наружной и внутренней поверхностях шва остается затвердевший металл — грат. Грат, находящийся снаружи, препятствует проведению качественной изоляции труб, а внутренний грат оказывает большое гидравлическое сопротивление транспортируемому продукту, а при отрыве может попасть на лопатки насосов или центробежных нагнетателей и повредить их. Поэтому в состав сварочной установки входит гратоснимающий механизм.

До начала сварочных работ проводят необходимую подготовку кромок труб. Кромки труб должны быть очищены от окалины, ржавчины, грязи и жира и иметь соответствующую разделку. Разделка необходима для обеспечения полного проплавления (провара) шва на полную толщину стенки трубы. Без разделки кромок можно обеспечить полный провар стенки трубы при толщине не более 3 мм (при ручной электродуговой сварке) и не более 5 мм (при автоматической сварке под флюсом). Трубы для магистральных трубопроводов поставляют с заводов с односторонней разделкой кромок применительно к ручной электродуговой сварке. При толщине стенок труб до 16 мм при-

меняют простую, так называемую V-образную разделку с углом скоса кромок 25–30° и притуплением кромок 1–2,6 мм. При толщине стенок труб более 16 мм применяют простую и комбинированную разделки. При двухсторонней автоматической сварке труб на базе типа БТС применяют специальную двухсторонюю Х-образную разделку с увеличенным притуплением, которую выполняют непосредственно на базе с помощью станков типа СПК. Торцовую часть каждой трубы перед сваркой на длине примерно 1 м очищают от грязи, а также наледи и снега в зимнее время. Кроме того, на расстоянии 10–20 мм от торца трубы наружную и внутреннюю поверхности и кромки очищают от окалины, ржавчины и грязи до металлического блеска стальными щетками или портативными шлифовальными машинками с абразивными кругами. Зачистка необходима во избежание образования большого числа пор в сварном шве. Следует отметить, что для электроконтактной сварки практически не требуется никакой подготовки торцов труб. После подготовки торцов труб приступают к сборке и центровке стыков труб. Сборка стыков труб – ответственная операция, от качества которой существенно зависит качество сварки. При сборке стыков труб обеспечивают совпадение их продольных осей, внутренних кромок и определенный зазор между свариваемыми трубами. При сборке стыков труб под ручную электродуговую сварку зазор в зависимости от диаметра электрода и толщины стенок труб колеблется в пределах 1,5–3 мм.

Для проведения сборочно-центровочных операций применяют центраторы. Наиболее качественную сборку стыков обеспечивают внутренние центраторы, так как за базу центровки здесь принята внутренняя поверхность труб. Внутренний центратор имеет два ряда одновременно выдвигаемых (на каждом ряду) центрирующих кулачков. Такие центраторы имеют гидравлический привод, при включении которого цилиндр с конусным окончанием выдвигается и одновременно выдвигает все кулачки ряда. После окончания центровки гидравлический привод отключают и за счет действия возвратных пружин все кулачки возвращаются в исходное положение. Внутри труб внутренний центратор перемещают вручную с помощью длинной штанги. Используют также самоходные внутренние центраторы. Если невозможно применение внутренних центраторов (например, при сварке так называемых захлестов), то используют наружные звенные центраторы. На собранный с помощью внутреннего центратора стык труб обычно сразу накладывают корневой слой шва с помощью ручной сварки. Стыки, собранные с помощью наружных звенных центраторов, фиксируют с помощью коротких швов длиной 60–80 мм, называемых прихватками, после чего наружный центратор снимают со стыка.

В связи с широким применением для магистральных трубопроводов высокопрочных трубных сталей в технологии сварочно-мон-

тажных работ предусмотрен предварительный подогрев труб в зоне стыка кольцевыми газовыми горелками до температур 100—250° С. Температура подогрева зависит от многих факторов: химического состава стали, применяемых электродов, толщины стенок труб, температуры окружающего воздуха и определяется по специальным таблицам.

Сварку нитки трубопроводов из изготовленных на базе трубных секций в условиях трассы проводят обычно с применением ручной электродуговой сварки. Ручную электродуговую сварку стыков труб выполняют в несколько слоев, число которых зависит от толщины стенки труб:

Толщина стенки трубы, мм	4—6	7—11	12—14	15—18	19—22	23—25
Число слоев шва	2	3	4	5	6	7

Наиболее ответственным является выполнение первого (корневого) слоя шва. Корневой слой шва выполняют электродами с фтористокальциевым или целлюлозным покрытием. Лучшее проплавление корневого шва обеспечивается применением электродов с целлюлозным покрытием при высокой скорости сварки до 15—20 м/ч. Но при использовании электродов с целлюлозным покрытием обязательно быстрое без перерывов наложение второго слоя шва, так называемого "горячего" прохода для обеспечения условий более интенсивного выделения водорода из корневого слоя шва. После этого заполняют разделку шва наложением заполняющих слоев. Внешний слой сварного шва называют облицовочным. Сварочные работы выполняют поточно-расчлененным методом, когда проводится специализация сварщиков не только по выполнению определенного слоя, но и участка шва (расчленение сварочных операций). Подобная специализация заметно повышает производительность труда сварщиков.

Сварочно-монтажные работы выполняет специализированный поток (бригада), состоящий из нескольких частных потоков (звеньев). Специализированный поток сварочно-монтажных работ включает следующие частные потоки-звенья: подготовку трубных секций к сборке (с опережением потока) — селективную подборку труб, очистку полости труб, правку вмятин на торцах труб; подготовку трубных секций (в потоке) — зачистку кромок, подачу секций к месту монтажа; сборку стыков и сварку корневого слоя шва; сварку "горячего" прохода; сварку заполняющих слоев сварного шва; сварку облицовочного слоя шва. Число сварщиков для выполнения каждого слоя сварного шва зависит от диаметра трубопровода и колеблется от 2 до 4 человек. Подъем и перемещение труб и трубных секций осуществляют трубоукладчиками. Трубоукладчик — это передвижной монтажный кран с неповоротной стрелой. Причем стрела из стальных коробчатых элементов закрепляется всегда с левой стороны по ходу трубоуклад-

чика. В состав специализированного потока (бригады) входят также многопостовые передвижные или самоходные сварочные установки, передвижные мастерские.

Контроль сварочно-монтажных работ осуществляют пооперационным контролем (проверка труб и трубных секций, сварочных материалов, режимов сварки, качества сборки и центровки стыков); внешним осмотром готовых сварных соединений; проверкой отсутствия в сварных соединениях недопустимых дефектов (непроваров в корне шва, шлаковых включений и пор, трещин, подрезов и др.). Образование и наличие трещин в сварных соединениях не допускается при любых их размерах. Размеры других недопустимых дефектов регламентируются нормами (СНиП 2.05-06—85, СНиП II-42—80 и технологическими инструкциями). Для выявления недопустимых дефектов в сварных соединениях широко используют неразрушающие методы контроля: просвечивание рентгеновскими или гамма-лучами, магнитографический и ультразвуковой контроль.

Земляные работы

Земляные работы при сооружении магистральных трубопроводов связаны с рытьем траншей (для подземных трубопроводов), обратной засыпкой траншей с уложенными в них трубопроводами. Для наземных трубопроводов земляные работы связаны с устройством защитных насыпей над ниткой трубопровода. Земляные работы связаны с разработкой грунтов. Методы разработки грунтов зависят от их прочности. Мягкие грунты разрабатывают резанием, т.е. послойным срезанием с помощью специальных механизмов (обычно экскаваторов), твердые грунты (скальные, мерзлые и др.) — взрывным способом, предварительным рыхлением (для мерзлых грунтов). Для разработки грунтов резанием используют землеройные и землеройно-транспортные машины. Землеройные машины только разрабатывают грунт и переводят его в близкорасположенный отвал. Землеройно-транспортные машины не только разрабатывают грунт, но и транспортируют его на расстояния от десятков метров до нескольких километров. К землеройным машинам относят экскаваторы, а к землеройно-транспортным — бульдозеры и скреперы. Экскаватор — землеройная машина с основным рабочим органом в виде одного или нескольких ковшей. Ковш имеет режущие кромки (нож или отдельные зубья). При углублении в грунт и движении ковша происходит срезание слоев грунта и заполнение ковша грунтом. По мере заполнения ковша срезанным грунтом происходит удаление его в отвал и цикл повторяется. При сооружении магистральных трубопроводов для выполнения земляных работ применяют одноковшовые и многоковшовые (роторные) экскаваторы.

Одноковшовые экскаваторы бывают с прямой, обратной лопатами и типа драглайн. Эти экскаваторы являются универсальными землеройными машинами и могут выполнять все виды земляных работ. Однако одноковшовые экскаваторы относятся к машинам циклического действия, в которых рабочий цикл (разработка грунта) чередуется с холостым циклом (выгрузка ковша). Поэтому одноковшовые экскаваторы не обеспечивают высокую производительность при разработке траншей. Для разработки грунта при копании траншей подземных магистральных трубопроводов в необводненных грунтах используют многоковшовые роторные или траншейные экскаваторы. Эти экскаваторы являются узкоспециализированными, но из-за непрерывности работы (отсутствия холостых ходов) обеспечивают высокую производительность. Основным рабочим органом многоковшового экскаватора служит ротор с большим числом рабочих ковшей малой вместимости (0,12—0,25 м^3). Число рабочих ковшей в роторе от 14 до 24. Ротор закрепляют на раме в задней части гусеничного трактора. При рытье траншеи ротор вначале погружают в грунт на проектную глубину, затем машинист включает передний ход экскаватора и за счет вращения ротора через передаточный механизм от двигателя происходит непрерывная срезка грунта ковшами, освобождение ковшей от грунта на ленту транспортера и удаление грунта ленточным транспортером в отвал за бровку траншеи. Многоковшовые (роторные) экскаваторы отличаются высокой производительностью. Однако их применяют только при рытье траншей в относительно сухих грунтах на прямолинейных участках. На участках поворота, в обводненных грунтах, в сильновязких глинистых грунтах применение многоковшовых роторных экскаваторов практически невозможно. В этих случаях используют одноковшовые экскаваторы с обратной лопатой.

Объем земляных работ при рытье траншей для трубопроводов определенных диаметра и протяженности зависит от выбранного поперечного профиля траншеи и его размеров. Чрезмерное увеличение размеров поперечного сечения траншей приводит к значительному увеличению объема земляных работ, а максимальное приближение их к диаметру трубопровода может привести к разрушению изоляционного покрытия и возможному повреждению трубопровода. Поэтому нормативными документами установлены минимальные размеры поперечного профиля траншей в зависимости от диаметра трубопровода и вида грунтов. При балластировке трубопроводов грузами ширину траншеи назначают из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 200 мм.

Рытье траншеи начинают после выполнения в необходимом объеме сварочно-монтажных работ по сварке нитки магистрального трубопровода. Земляные работы должны опережать следующие за ними изоляционно-укладочные работы на 2—8 км. Земляные работы выпол-

няет специализированный поток, состоящий из звеньев по рытью траншей и по обратной засыпке траншей после укладки заизолированного трубопровода. В состав звена по рытью траншей входят роторные экскаваторы, одноковшовые экскаваторы, а при разработке мерзлых грунтов — рыхлители. При разработке скальных грунтов используют буровую машину и передвижной пункт взрывчатых материалов. Число механизмов в составе звена зависит от диаметра трубопровода. Например, для рытья траншеи магистрального трубопровода диаметром 1420 мм применяют четыре роторных экскаватора ЭТР-253А, три одноковшовых экскаватора с ковшом вместимостью 1 $м^3$. Такое звено обеспечивает рытье траншеи с темпом работы 1,8 км в день. Каждый роторный экскаватор выполняет работу на отведенной захватке и затем перебазируется на следующую захватку. Перемычки, остающиеся между захватками, разрабатывают одноковшовыми экскаваторами.

Ранее описана организация и технология рытья траншей при положительных температурах окружающего воздуха на хорошо разрабатываемых неувлажненных грунтах. Рассмотрим кратко особенности рытья траншей в сложных условиях. Как известно, большой объем земляных работ при сооружении трубопроводов выполняется в северных условиях и в зимнее время года. Северные участки магистральных трубопроводов, берущих начало в Ямбурге, проходят по сплошным зонам вечной мерзлоты, где и в летнее время грунт оттаивает на малую глубину. Кроме того, приходится вести рытье траншей в зимнее время с разработкой твердого мерзлого грунта. В этом случае непосредственное рытье траншей экскаваторами невозможно. Для разработки мерзлых грунтов используют различные методы: предварительное рыхление мерзлых грунтов, предварительное оттаивание мерзлых грунтов, резка мерзлых грунтов буровыми машинами, предварительное рыхление мерзлых грунтов взрывом. На участках, где отсутствует вечная мерзлота, практикуют предохранение грунта от промерзания в осеннее время за счет покрытия грунта в пределах ширины будущей траншеи теплоизоляционными материалами (сухим торфом, шлаком и т.д.). При рытье траншей в мерзлых грунтах широкое применение получило предварительное рыхление мерзлых грунтов с помощью специальных машин-рыхлителей. Рыхлитель — это мощный гусеничный трактор (мощность двигателя до 300 кВт), оснащенный спереди отвалом с ножом (бульдозер), а сзади — мощными зубьями-рыхлителями из прочной стали. При погружении зубьев-рыхлителей на глубину 300—500 мм и движении трактора мерзлый грунт разрыхляют, а комки разрыхленного грунта удаляют бульдозером. Особые трудности вызывает прокладка траншей на участках трубопроводов с болотами и сильнообводненными грунтами. Проходка землеройных машин непосредственно по болотам сильно затруднена. В этом случае прокладывают лежневые дороги для перемещения одноковшовых экскаваторов с обратной лопа-

той, с помощью которого и разрабатывают траншею. Практикуется также установка одноковшовых экскаваторов на плавучие средства (понтоны) для разработки траншей. При работе экскаватора понтон заякоривают (закрепляют). Но наиболее прогрессивным способом разработки траншей на болотах является взрывной с применением удлиненных зарядов. Удлиненный заряд — это заряд взрывчатого вещества (ВВ), размещенный в длинной водонепроницаемой оболочке. При взрыве таких протяженных зарядов на болотах и в зоне обводненных грунтов образуется траншея, заполненная водой. При разработке траншей на горных участках используют взрывной метод шпуровыми зарядами, когда в скальном грунте предварительно пробуривают небольшие скважины — шпуры, в которые закладывают заряды ВВ. При одновременном подрыве зарядов горная (скальная) порода разрушается и затем удаляется в отвал одноковшовыми экскаваторами. На дно образовавшейся при взрыве траншеи обязательно укладывают постель из мягкого грунта (например, песка) во избежание повреждения трубопровода скальным грунтом.

Обратную засыпку траншей выполняют после изоляции и укладки нитки трубопровода в траншею. Грунт из отвала перемещают в траншею с помощью бульдозеров или специальных траншеезасыпателей. Перемещение грунта в траншею осуществляют поперечными или косопоперечными движениями бульдозеров. Траншеезасыпатель — это гусеничный трактор, спереди которого установлен ротор, захватывающий грунт из отвала и отбрасывающий его в траншею.

Изоляционно-укладочные работы

Подземные магистральные трубопроводы из стальных труб подвергаются интенсивной почвенной коррозии, скорость и характер которой зависят от агрессивности грунтов. Особой агрессивностью отличаются грунты в южных районах нашей страны (южнее 50-й параллели северной широты). Используют два метода защиты магистральных трубопроводов от подземной коррозии: пассивный (за счет нанесения защитных изоляционных покрытий на поверхность труб) и активный (электрохимические способы защиты от коррозии — катодная и протекторная защита). Материалы для изоляционных покрытий должны удовлетворять комплексу требований: достаточная прочность и износостойкость, высокое электрическое сопротивление, гидрофобность. В качестве изоляционных покрытий для магистральных трубопроводов используют покрытия на основе нефтяного битума (битумные), из полимерных лент и порошкообразных полимеров. Изоляционные покрытия на трубы магистральных трубопроводов наносят как в полевых (трассовых) условиях, так и на специальных базах и заводах. Все виды изоляционных покрытий принято разделять на две большие группы

Таблица 3

Состав изоляционных покрытий для магистральных трубопроводов

Изоляционное покрытие	Состав и конструкция изоляционного покрытия	Толщина изоляционного покрытия без защитной обертки, мм (не менее)
Нормальное из полимерных лент	Грунтовка Полимерная изоляционная лента (1 слой). Защитная обертка	0,35
Нормальное битумное	Битумная грунтовка. Битумно-резиновая мастика (1 слой — 4 мм). Стеклохолст (1 слой). Защитная обертка	4
Усиленное из полимерных лент	Грунтовка. Полимерная изоляционная лента (2 слоя). Защитная обертка	0,65
Усиленное битумное в условиях:		
базовых	Битумная грунтовка. Битумно-резиновая мастика (1 слой — 3 мм). Стеклохолст (1 слой). Битумно-резиновая мастика (1 слой — 3 мм). Стеклохолст (1 слой). Защитная обертка	5,5
полевых	Битумная грунтовка. Битумно-резиновая мастика (1 слой — 6 мм). Стеклохолст (1 слой). Защитная обертка	5,5

(табл. 3): усиленного типа (усиленные) и нормального (нормальные). Изоляционные покрытия усиленного типа отличаются более высокими защитными свойствами, но отличаются большей трудоемкостью их нанесения и повышенной стоимостью. Поэтому покрытия усиленного типа применяют только в определенных условиях (на всех трубопроводах, сооружаемых в местностях южнее 50-й параллели северной широты; на трубопроводах диаметром 1020 мм и более независимо от условий прокладки; для трубопроводов любого диаметра, прокладываемых в засоленных почвах любого района, в болотистых, заболоченных и поливных почвах, на подводных переходах и участках трубопроводов в поймах рек и др.). В остальных случаях используют изоляционные покрытия нормального типа.

Основу битумных покрытий составляет битумная мастика, состоящая из нефтяного изоляционного битума, наполнителя (резиновой крошки), увеличивающего эластичность покрытия, пластификаторов (трансформаторное или зеленое масло). В качестве наполнителей в последнее время используют каучуки и полимеры. Для повышения прочности битумного покрытия его усиливают введением холста из стеклянного волокна. Наилучшие условия сцепления битумного покры-

тия с поверхностью металла труб обеспечиваются предварительным нанесением на подготовленную поверхность труб тонкого слоя битумной грунтовки, представляющей собой смесь битума в углеводородном растворителе, например в бензине. Защиту изоляционного покрытия от механических повреждений осуществляют намоткой на его поверхность защитной обертки, в качестве которой используют различные рулонные материалы: бризол, бикарул, полимерно-дегтебитумный материал (ПДБ), полимерно-резино-дегтебитумный материал (ПРДБ). Бризол — это рулонный материал, состоящий из битума, резиновой крошки и пластификаторов. Бикарул, ПДБ, ПРДБ — оберточные рулонные материалы сложного состава (битум, резиновая крошка, полимеры).

Покрытия из полимерных лент состоят из липких полимерных лент отечественного и импортного производства, изготовленных из полиэтилена, поливинилхлорида и других полимеров. В качестве грунтовки в этом случае применяют полиизобутиленовый клей, раствор синтетического клея в бензине и битумную грунтовку с добавкой 10 % полиизобутиленового клея. Оберточные материалы в этом случае аналогичны описанным. Покрытия из порошковых полимерных материалов получают путем напыления на поверхность труб порошкового полиэтилена в заводских условиях.

Активная (электрохимическая) защита магистральных трубопроводов от подземной коррозии называется активной, потому что в отличие от изоляционных покрытий, пассивно (чисто механически) защищающих трубопроводы от коррозии, при ней образуются или накладываются электрохимические поля с образованием анодов и катодов. Применяют два вида электрохимической защиты: катодную и протекторную. При катодной защите от источников постоянного тока (станций катодной защиты — СКЗ) создается разность потенциалов между стальным трубопроводом и специальными подземными электродами (анодами). Причем на стальном трубопроводе создают отрицательный потенциал — катод. Отсюда и название — катодная защита. Положительный потенциал создают на специальных электродах из магниевых сплавов (анодах). Таким образом, в грунте, являющемся как бы коррозионной ванной (электролитом), создается искусственная коррозионная пара трубопровод — аноды, где разрушению подвергаются аноды, а разрушение трубопровода не происходит (рис. 33). СКЗ состоит из понижающего трансформатора и выпрямителя. Питание СКЗ осуществляется от сети переменного промышленного тока напряжением 380 В. СКЗ располагают по трассе магистрального трубопровода через каждые 15—30 км в зависимости от коррозионной активности грунтов на различных участках трубопровода. Протекторную защиту применяют при отсутствии вдольтрассовых линий электропередачи. В этом случае на систему трубопровод — анод не накладывается постоянный

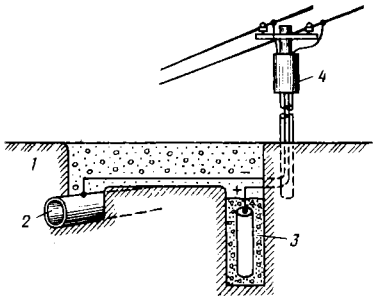


Рис. 33. Схема защиты трубы катодной поляризацией:

1 — почва; *2* — трубопровод; *3* — железный или графитовый электрод в земле; *4* — выпрямитель

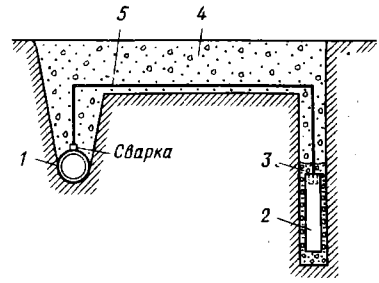


Рис. 34. Схема протекторной защиты трубы:

1 — трубопровод; *2* — магниевый анод; *3* — засыпка; *4* — почва; *5* — соединительный кабель

ток, происходит кабельное соединение трубопровода и специальных анодов из магниевых сплавов. Полученная пара (рис. 34) работает таким образом, что коррозионному разрушению всегда подвергается анод, а трубопровод не разрушается. Обычно применяют комбинированную систему защиты магистральных трубопроводов от коррозии, т.е. используют защитные изоляционные покрытия и один из видов электрохимической защиты (катодный или протекторный).

В практике сооружения магистральных трубопроводов используют два метода организации изоляционно-укладочных работ: совмещенный и раздельный. При совмещенном методе нанесение изоляционного покрытия на трубопровод и укладка заизолированного трубопровода совмещаются в одном специализированном потоке на трассе сооружаемого трубопровода. Этот метод используют в случаях поступления на трассу неизолированных труб. При раздельном методе трубы изолируют путем нанесения изоляционных покрытий на трубопрокатных заводах или на специальных базах. Покрытые изоляцией трубы поступают на сварочные базы для изготовления секций из трех труб путем их соединения автоматической сваркой под флюсом. Затем эти секции доставляют на трассу и соединяют сваркой в непрерывную нитку трубопровода. Изоляционные работы на трассе при этом сводятся только к нанесению изоляционного покрытия на стыковые участки протяженностью 300—350 мм. После этого покрытый слоем изоляции участок трубопровода укладывают на дно траншеи, т.е. при этом методе процессы изоляции труб и укладка готового участка трубопровода в траншею разделены во времени и пространстве. Отсюда и название метода — раздельный.

Совмещенные изоляционно-укладочные работы проводят изоляционно-укладочной колонной, в состав которой входят следующие

механизмы: сушильная печь, очистная машина, изоляционная машина, трубоукладчики. Сушильная печь необходима для просушки поверхности трубопровода перед нанесением изоляционного покрытия и представляет цилиндр, внутри которого расположены горелки, дающие пламя при сгорании жидкого топлива. Причем горелки сушильной печи имеют тангенциальный вход в камеру, что обеспечивает движение горячих продуктов сгорания вокруг поверхности трубы. Перемещение сушильной печи по трубопроводу осуществляется самоходной очистной машиной, которая перемещается за печью по трубе и толкает ее. Очистная машина предназначена для очистки поверхности трубопровода от грязи и окалины до светло-серого цвета и нанесения грунтовки на поверхность трубопровода. Очистная машина состоит из цилиндрического (кольцевого) корпуса с приводными роликами для перемещения по поверхности трубы. В качестве привода очистной машины используют двигатель внутреннего сгорания. Этот же двигатель приводит в действие и очистные устройства. Регулирование скорости перемещения очистной машины и ее рабочих органов осуществляют с помощью коробки скоростей. Очистная машина надевается на трубу и перемещается по поверхности трубы. В машине используется механическая очистка поверхности трубы с помощью вращающихся вокруг трубы стальных щеток и скребков. Битумная грунтовка подается из бачка и разравнивается по поверхности трубы полотенцами. Изоляционная машина — это также самоходная перемещающаяся по трубе машина с приводом от двигателя внутреннего сгорания. Она также состоит из кольцевого корпуса с роликами, опирающимися на поверхность трубы, с помощью которых изоляционная машина перемещается по трубе в процессе работы. Битумная мастика этой машиной наносится на поверхность трубы методом облива из широкого сопла. Горячая расплавленная битумная мастика поступает к соплу самотеком из бачка, расположенного в верхней части машины. Излишек битумной мастики собирается в нижней бачок, откуда шестеренным насосом подается в верхний бачок. В нижней половине трубы необходимая толщина слоя изоляционного покрытия формируется корытообразной обечайкой, положение которой регулируется по высоте. Для намотки стеклохолста и оберточного материала изоляционная машина оборудована специальным механизмом для обмотки, состоящим из большой кольцевой звездочки, на поверхности которой сбоку имеются оси. На эти оси навешивают шпули с рулонным материалом (стеклохолстом, бризолом). При вращении звездочки приходят во вращательное движение вокруг трубы и оси со шпулями. Конец рулонного материала приклеивается к поверхности трубы и с натягом сматывается со шпулей и наматывается на поверхность трубы. Механизм для намотки рулонных материалов расположен в задней части изоляционной машины. Изоляционная машина для нанесения изоляции из

полимерных лент имеет менее сложную конструкцию, так как в ней отсутствует механизм для нанесения и подогрева битумной мастики. В остальном конструкция изоляционной машины аналогична описанной. Для нанесения изоляции из полимерных лент применяют комбинированный очистно-изоляционный комбайн. Он состоит из двух последовательно расположенных агрегатов на общей раме: силового и изолировочного. Силовой агрегат состоит из дизельного двигателя, коробки перемены передач. Изолировочный агрегат включает очистное устройство, аналогичное описанному, и изоляционный механизм, состоящий из звездочки-ротора с осями для навешивания шпулей с полимерной лентой. Оба агрегата (силовой и изолировочный) соединены на шарнирах, что обеспечивает прохождение комбайна по трубопроводу на кривых участках.

Организация изоляционно-укладочных работ совмещенным методом заключается в следующем. Уложенный на грунт участок трубопровода рядом с бровкой траншеи поднимают за свободный конец трубоукладчиком с помощью троллейной подвески. Троллейная подвеска состоит из траверсы-скобы, внутри которой расположены конические ролики. На эти ролики опирается трубопровод. Наличие троллейных подвесок обеспечивает перемещение трубоукладчиков с одновременным подъемом и поддержкой нитки трубопровода. На поднятый конец трубопровода насаживают очистную машину (при необходимости вместе с сушильной печью). Очистную машину пропускают по трубопроводу несколько вперед и свободный конец трубопровода поддерживают вторым трубоукладчиком. Два трубоукладчика с очистной машиной продвигаются далее по трубопроводу с постепенным одновременным подъемом трубопровода. Затем подключаются к подъему трубопровода промежуточные трубоукладчики, число которых зависит от диаметра трубопровода. Наконец, на свободный конец трубопровода насаживают изоляционную машину, которая, передвигаясь по участку поднятого трубопровода с очищенной поверхностью, наносит изоляционное покрытие. После изоляционной машины свободную заизолированную концевую часть трубопровода поддерживает очередной трубоукладчик, который за счет изгиба по плавной кривой этого участка опускает его на дно траншеи. В последующем за счет непрерывного движения всей изоляционно-укладочной колонны обеспечивается последовательно подъем, изоляция и опуск в траншею трубопровода (рис. 35). Число и расстановка трубоукладчиков в колонне зависят от диаметра трубопровода. При подъеме и опуске трубопровод должен изгибаться по кривой с определенным радиусом во избежание потери им устойчивости и возможных разрушений. Поэтому число трубоукладчиков, осуществляющих подъем и опуск трубопровода, заранее рассчитывают. Установлено следующее оптимальное число трубоукладчиков в изоляционно-укладочных колоннах: 3 — при диа-

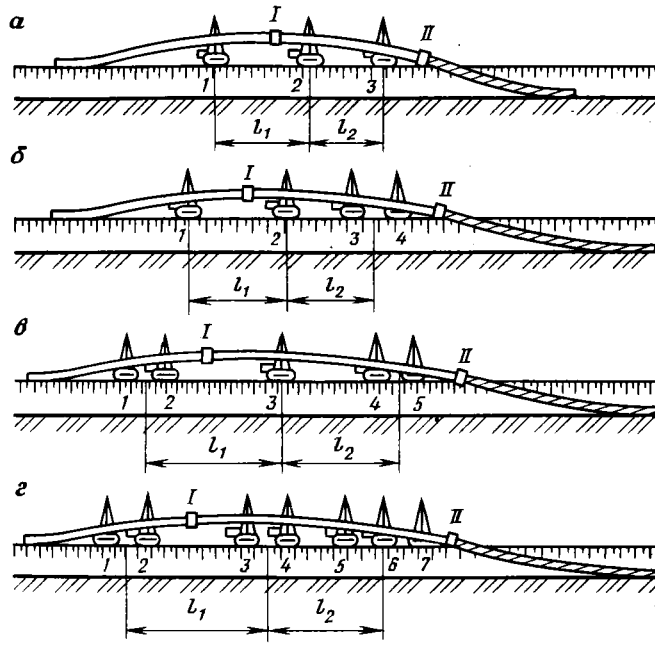


Рис. 35. Схема проведения изоляционно-укладочных работ совмещенным способом при диаметрах трубопровода (в мм) 529 – 820 (*а*), 1020 (*б*), 1220 (*в*) и 1420 (*г*):

1–7 – места расположения трубоукладчиков по ходу колонны; *I*, *II* – очистная и изоляционная машины; l_1, l_2 – расстояния между трубоукладчиками и их группами

метре трубопровода 529–820 мм; 4 – при 1020 мм; 5 – при 1200 мм и 7 – при 1420 мм. Расстояния между трубоукладчиками, между очистной и изоляционной машинами, между изоляционной машиной и точкой касания трубопровода о дно траншеи берутся строго определенными. Так, при битумной изоляции расстояние от изоляционной машины до точки касания трубопроводом дна траншеи зависит от времени застывания и набора необходимой прочности расплавленной битумной мастики.

При использовании раздельного метода изоляционно-укладочных работ на трубопроводах с заводской изоляцией объем изоляционных работ составляет не более 3 % объема изоляционных работ при совмещенном методе. В полевых условиях изолируют околостыковые участки длиной 300–350 мм. Для этих целей применяют специальные разъемные машины для очистки и изоляции полимерными лентами. После завершения изоляции стыковых участков полностью изолированный

участок трубопровода опускают в траншею. Во избежание повреждения изоляционного покрытия подъем и опуск участка трубопровода осуществляют на специальных мягких полотенцах из нетканого синтетического прочного материала. Опуск трубопровода в траншею осуществляют методом "перехвата". В этом случае первый трубоукладчик после опуска очередного участка трубопровода в траншею отсоединяет полотенце и перемещается в голову колонны, где поднимает очередной участок трубопровода, лежащего на лежках. Путем многократного повторения такой перестановки трубоукладчиков в колонне и осуществляется опуск изолированного трубопровода в траншею.

При проведении изоляционно-укладочных работ на сооружаемых трубопроводах в сложных условиях (болота, обводненные участки, горы и др.) прохождение тяжелой техники изоляционно-укладочных колонн затруднено, а в ряде случаев и невозможно. Рассмотрим коротко организацию и технологию изоляционно-укладочных работ при сооружении участков магистрального трубопровода на болотах и на обводненных грунтах. При этом важно не только уложить трубопровод в траншею в проектное положение, но и надежно закрепить его в проектном положении от всплытия, так как незаполненный трубопровод обладает положительной плавучестью, т.е. способностью всплывать. Существуют два способа проведения изоляционно-укладочных работ на болотах и обводненных местностях: раздельный и совмещенный. При раздельном способе вначале разрабатывают траншею, а затем в нее укладывают трубопровод, а при совмещенном способе разработка траншеи и укладка трубопровода производятся одновременно. При раздельном способе трубопровод в подготовленную траншею укладывают протаскиванием (схема 1), сплавом с последующим погружением на дно траншеи (схема 2), сплавом балластированного трубопровода на понтонах (схема 3), сплавом по заранее подготовленным траншеям-каналам (схема 4). По схеме 1 трубопровод в виде плети определенной длины сваривают из отдельных труб на базе, расположенной на сухом участке перед болотом. Плеть трубопровода покрывают слоем изоляции и на нее навешивают чугунные или бетонные грузы-утяжелители. На головную часть плети надевают специальный оголовок, и готовую футерованную плеть трубопровода протаскивают по дну подводной траншеи с помощью лебедки, находящейся на противоположном берегу болота или обводненного участка. По схеме 2 готовую плеть трубопровода без грузов-утяжелителей с заглушкой на переднем торце протаскивают с помощью трубоукладчиков в подводную траншею методом проталкивания. К оставшемуся на берегу концу плети присоединяют сваркой следующую плеть и процесс протаскивания на плаву продолжают. После установки всей плети над траншеей ее погружают на дно траншеи заполнением водой (для нефтепроводов) или навешиванием грузов-утяжелителей с понтонов. По схеме 3 заизолированный

и балластированный грузами-утяжелителями трубопровод сплавляют на болоте на понтонах, удерживающих его на плаву, и устанавливают по оси траншеи. После этого путем последовательного отсоединения понтонов трубопровод погружают на дно траншеи. По схеме 4 готовые плети трубопровода доставляют к месту укладки в траншею по специально прорытым траншеям-каналам, заполненным водой. Совмещенный способ прокладки трубопроводов на болотах и обводненных участках применяют обычно в зимнее время, когда болота промерзают на достаточную глубину и становится возможным прохождение тяжелой строительной техники. Разработка траншеи ведется одноковшовым экскаватором с обратной лопатой, находящимся впереди колонны трубоукладчиков на расстоянии не более 250 м во избежание заплывания траншеи грунтом.

Закрепление трубопроводов от всплытия на болотах и обводненных участках выполняют различными методами: навешиванием на трубопровод грузов-утяжелителей из железобетона, сплошным обетонированием труб, анкерным закреплением, балластировкой грунтом с использованием нетканых синтетических материалов, балластировкой закрепленным грунтом. Грузы-утяжелители из железобетона, устанавливаемые на трубопроводы, имеют различную конструкцию (рис. 36). Наиболее эффективными считают утяжелители типа УБО, состоящие из двух железобетонных блоков и двух стальных поясов, защищенных от подземной коррозии изоляционным покрытием и предназначенных для удержания блоков по бокам трубопровода. Большое распространение имеют также седловидные грузы, недостатком которых является высокое расположение центра тяжести, что вызывает их неустойчивость и возможность сползания с трубы. Большим недостатком балластировки трубопроводов грузами-утяжелителями является большая их масса (от 2 до 6 т), что чрезвычайно затрудняет их доставку, особенно в условиях северных районов. Сплошное обетонирование труб, т.е. нанесение на их поверхность бетонного покрытия, наряду с утяжелением труб защищает их от коррозии. Однако обетонированные трубы обладают большой массой и жесткостью, что затрудняет их укладку на криволинейных участках трубопровода. Жесткость обетонированных труб можно снизить нанесением прорезей. Однако это связано с большой трудоемкостью. За последнее время для закрепления трубопроводов все большее распространение получают анкеры. Анкер состоит из двух стоек и поперечного пояса. Стойки погружают в грунт по обе стороны закрепляемого трубопровода, а поперечный пояс устанавливают на верхней образующей трубы с закреплением концов на стойках. Таким образом, получается огибающая система, удерживающая трубопровод. На практике используют различные конструкции анкеров (рис. 37): винтовые, раскрывающиеся и др. У винтового анкера на несущую стойку (анкерную тягу) снизу закрепляют винт

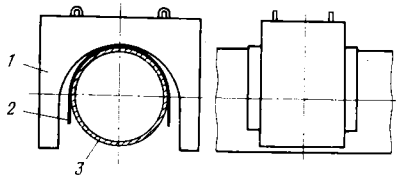


Рис. 36. Схема установки железобетонного пригруза на трубопроводе диаметром 1420 мм:

1 — железобетонный седловидный пригруз; *2* — защитная прокладка; *3* — труба с изоляцией

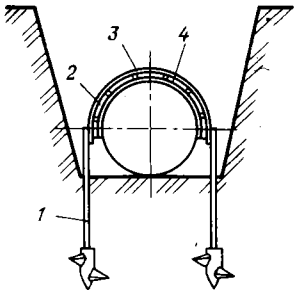


Рис. 37. Схема закрепления трубопровода винтовым анкером:

1 — анкер; *2* — трехслойная прокладка из бризола; *3* — силовой пояс; *4* — футеровочная прокладка

с лопастями. Каждая стойка с винтом с помощью специального механизма ввинчивается в грунт, а лопасти винта удерживают стойку от выдергивания и удерживают в проектном положении трубопровод. После установки двух стоек — анкерных тяг на верхнюю часть трубы устанавливают поперечный силовой пояс с прокладками, предохраняющими изоляцию от повреждения. Концы силового пояса закрепляют на верхних концах стоек. Раскрывающиеся анкеры отличаются от винтовых наличием на стойках не винтов, а раскрывающихся лопастей, которые и удерживают стойки от выдергивания из грунта. При забивке стоек в грунт лопасти складываются. Когда по окончании забивки стоек их извлекают из грунта, то лопасти раскрываются и удерживают их. После этого трубопровод закрепляют силовым поясом за верхние концы стоек. Грузы-утяжелители и анкеры устанавливают на трубопровод с определенным шагом, который предварительно рассчитывают. Трубопроводы можно закреплять различными грунтами, например гравием или песчано-гравийной смесью. Однако эти грунты быстро вымываются. В качестве защиты грунтов-пригрузов было предложено использовать нетканые синтетические материалы. Из такого материала устраивают как бы камеру, в которую и засыпают грунт, применяемый в качестве пригруза. При этом образуется как бы перемычка-пригруз. Такие перемычки-пригрузы устраивают с определенным шагом по длине участка трубопровода. Длина такой перемычки-пригруза обычно 25—30 м, а расстояние между перемычками составляет 0,8—1 ее длины, т.е. от 20 до 30 м. Применяют также подобную балластировку грунтом, сплошную по всей длине трубопровода. В качестве пригрузов-перемычек используют также обычные грунты, но закрепленные от размыва путем смешивания с различными вяжущими компонен-

тами (тяжелые крекинг-остатки от переработки нефти, битумы и др.). Для дополнительного упрочнения грунтовых перемычек их армируют стальными сетками. Выбор того или иного метода закрепления трубопроводов обычно осуществляют при проектировании магистральных трубопроводов.

После окончания изоляционно-укладочных работ на участке трубопровода и засыпки участков трубопровода в траншее проводят очистку их полости и испытания на прочность и плотность.

Завершающим видом работ на линейной части магистрального трубопровода является сварка так называемых захлестов. На границах каждого участка уложенного в траншею и испытанного трубопровода оставляют не засыпанными грунтом концевые трубы на длине примерно 3—4 м. Причем на границах соседних участков их концы перекрывают друг друга на расстоянии 1—2 м. Вот это перекрытие, сделанное во избежание вварки коротких вставок труб-катушек при отсутствии перекрытия, и называют захлестами. При сварке захлестов один из концов стыкуемых участков трубопровода обрезают кислородной резкой на длине, обеспечивающей стыковку концов участков трубопровода. После этого с помощью звенного наружного центратора осуществляют центровку и сборку стыка короткими сварными швами-прихватками, а после снятия центратора сваривают стыковой шов ручной электродуговой сваркой.

СТРОИТЕЛЬСТВО ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

На своем протяжении магистральные трубопроводы пересекают большое число самых различных по характеру и протяженности естественных и искусственных препятствий (крупные и мелкие реки, железные и автомобильные дороги, водохранилища, овраги, ручьи и др.). Сооружение переходов должно опережать сооружение нитки трубопровода. Строительство переходов ведется специализированным потоком (бригадой), оснащенным необходимыми машинами и механизмами. Через крупные реки сооружают подводные и надводные переходы. Наиболее часто в практике строительства трубопроводов применяют подводные переходы через крупные реки. Подводный переход состоит из русловой части, проходящей под основным руслом реки, и пойменной части, проходящей через заливаемые в паводки примыкающие к основному руслу поймы. Как в пойменной, так и в русловой части переход выполняется подземным способом в траншеях. Подводные траншеи необходимы во избежание повреждения подводного трубопровода судами (например, при бросании якорей) и, что более

важно, во избежание непосредственного гидродинамического воздействия воды на трубопровод. Применяют две конструкции подводных переходов — двухниточную и однониточную типа "труба в трубе". Двухниточный переход состоит из основной и резервной ниток, располагаемых в подводных траншеях на определенном расстоянии друг от друга. За пределами пойменного участка сооружают колодцы с кранами, позволяющими отключать или включать резервную нитку подводного перехода. Резервная нитка перехода сооружается для бесперебойной работы трубопровода при отказе основной нитки перехода. Однониточный переход для повышения надежности его работы выполняют трехслойным, в виде двух концентрически расположенных труб, зазор между которыми заполняют мелкозернистым бетоном (цементно-песчаной смесью). Хотя при такой конструкции перехода расход стальных труб не сокращается, но снижается объем земляных работ по разработке подводных траншей, что делает его более экономичным.

Для сооружения подводного перехода через крупную реку рядом со створом этого перехода организуют специальную промышленную площадку, где сосредоточивают сварочную базу, базу для изоляции и футеровки труб и трубных плетей, спусковую дорожку для спуска (подвода футерованных трубных плетей к кромке воды).

При сооружении подводных переходов на крупных реках выполняют следующий комплекс строительно-монтажных работ: подготовительные, земляные, сварочно-монтажные, изоляционные и футеровочные, укладку трубопровода в подводную траншею, обратную засыпку подводной траншеи, очистку полости и испытание подводного перехода. Подготовительные работы включают геодезические и гидрометрические работы, подготовку спусковых дорожек и др. Геодезические работы связаны с проведением промеров для составления фактического профиля подводных траншей и их положения в плане. Глубины воды в точках промера в створе перехода измеряют с плавучих средств с помощью эхолотов. Гидрометрические работы включают определение скоростей потока воды, измерение отметок уровня воды на водомерных постах. Береговые подготовительные работы — это работы по монтажу на промышленной площадке сварочной базы, базы для изоляции и футеровки трубных плетей, по устройству спусковой дорожки.

Земляные работы — это работы по разработке подводных траншей и обычных траншей в пойменной части перехода. Наибольшую трудность представляет разработка подводных траншей. В зависимости от ширины и глубины реки, ее судоходности применяют земснаряды, экскаваторы или специальные скреперные установки. Земснаряды используют при отсутствии скальных грунтов в русле реки, а также при ширине рек более 200 м и глубине более 2 м. Земснаряд — это

плавучая машина, смонтированная на барже. На стреле в передней части баржи смонтирована режущая фреза для разработки грунта. Грунт, разработанный фрезой на дне реки, по трубопроводу отсасывается вместе с водой в виде пульпы с помощью насосной установки, находящейся на барже. Пульпа по трубопроводу может перемещаться на различные необходимые расстояния. Ее можно использовать для засыпки параллельной подводной траншеи с уложенным трубопроводом. Разработку грунта земснарядом обычно начинают на нитке перехода, расположенной ниже по течению реки, что позволяет использовать грунт, вынутый из траншеи, расположенной выше по течению, для засыпки траншеи, вырытой ниже по течению реки. Разработку подводной траншеи ведут одним или двумя земснарядами. В последнем случае земснаряды начинают проходку с середины реки, оставив при этом необходимой ширины фарватер для прохода судов. Каждый земснаряд перемещается к своему берегу. Земснаряды перемещаются с помощью якорных установок. Якорный канат наматывают на барабан тяговой лебедки. Якорь или якори забрасывают по ходу движения земснаряда и затем тяговой лебедкой выбирают канат, обеспечивая перемещение земснаряда. Ориентирами для правильного перемещения земснаряда по оси подводной траншеи служат створные знаки, установленные на берегах реки в створе перехода.

При глубине реки не более 2 м и ширине не более 200 м для разработки подводных траншей используют экскаваторы с обратной лопатой или типа драглайн. Экскаватор устанавливают на баржу или понтон, перемещаемый по мере разработки траншеи с помощью якорной установки. Если глубина реки небольшая (несудоходная река), то для перемещения экскаватора параллельно с осью подводной траншеи отсыпают из грунта насыпь.

В практике разработки подводных траншей на реках шириной до 300 м широко используют скреперные установки. Самоходная скреперная установка состоит из трактора-тягача с двухбарабанной лебедкой, установленной на заднем мосту, комплекта скреперных ковшей и якорно-канатного приспособления с блоком. Трактор-тягач с лебедкой устанавливают на одном берегу реки, а якорь — на другом. Якорь оснащен обоймой с блоком для пропуска каната. На скреперной установке используют два каната: тяговый и холостой. Тяговый канат одним концом закрепляют на первом барабане лебедки, а другим концом — на передней стенке скреперного ковша. При вращении первого барабана лебедки обеспечивается рабочий ход скреперного ковша. Второй канат одним ковшом закрепляют на втором барабане лебедки, а второй конец пропускают через блок на якоре и закрепляют на задней стенке скреперного ковша. При включении второго барабана тракторной лебедки через второй канат осуществляют возвратный (холостой) ход скреперного ковша. Таким образом, при рабочем ходе

скреперного ковша срезается слой грунта на глубину до 20 см и транспортируется к лебедке на берег. С берегового участка грунт удаляют в отвал бульдозером. Скреперные ковши не имеют дна, что позволяет освобождать их от грунта при начале холостого хода без подъема и опрокидывания. При разработке подводных траншей используют также скреперные установки с двумя ковшами, что обеспечивает непрерывность работы установки без холостых ходов. Ковши располагают на одной линии, направляя их в противоположные стороны, и скрепляют за задние стенки. Тогда оба ковша работают попеременно, то рабочим, то холостым ходом.

На промышленной площадке подготавливают плеть подводного трубопровода для укладки на дно подводной траншеи. Длина плети должна на несколько десятков метров превышать ширину русловой части реки. Если ширина реки большая (более 100 м), то подготавливают несколько плетей ограниченной длины, которые соединяют сваркой по мере укладки плетей в подводную траншею. Вначале из отдельных труб на сварочной базе изготавливают секции длиной по 36—48 м (с применением автоматической электродуговой сварки под флюсом). Затем секции с помощью ручной электродуговой сварки соединяют в плети. Плети покрывают изоляционным покрытием усиленного типа. Во избежание повреждения изоляционного покрытия при укладке плетей трубопровода поверхность труб футеруют деревянными рейками. На плети надевают чугунные или железобетонные грузы для создания отрицательной плавучести трубопровода. Вместо нанесения изоляционного покрытия и навешивания грузов используют сплошное обетонирование труб, что одновременно служит и изоляционным покрытием и утяжелителем. Подготовленные плети до нанесения изоляции испытывают на прочность гидравлическим способом (водой) на давление, равное 1,25 рабочего давления трубопровода.

Подготовленные и испытанные плети трубопровода подают на спусковую дорожку, облегчающую перемещение плети до уреза воды. Спусковые дорожки состоят из рельсового пути и тележек или из роликов, по которым плеть трубопровода и перемещается к урезу воды. Наиболее ответственная технологическая операция при сооружении подводных переходов — укладка подводного трубопровода на дно подводной траншеи. В практике сооружения подводных переходов используют три способа укладки подводного трубопровода в траншею: протаскивание по дну подводной траншеи; свободное погружение с поверхности воды трубопровода полной длины; свободное погружение с поверхности воды последовательным наращиванием плетей трубопровода. Наиболее распространен метод протаскивания по дну подводной траншеи. Этот метод позволяет вести укладку подводного трубопровода на судоходных реках без перерыва движения судов. Протаскивание трубопровода по дну подводной траншеи осуществляют лебедкой,

установленной на противоположном берегу, через систему полиспастов. Ходовой блок полиспаста с крюком присоединяют к тяговому канату, а подвижный конец каната наматывается на барабан лебедки. Сама лебедка фиксируется и удерживается в определенном положении при работе якорем (заякоривается). До начала протаскивания плеть трубопровода устанавливают на спусковую дорожку, а тяговый канат укладывают на дно подводной траншеи. На одном берегу тяговый канат присоединяют через специальный оголовок к голове трубной плети, лежащей на спусковой дорожке, а на другом берегу — к подвижному блоку системы полиспаста. После этого включают лебедку и начинают процесс протаскивания плети трубопровода. Если плеть трубопровода составная (на широкой реке), то по мере протягивания первой плети к ее концу присоединяют сваркой вторую плеть. Протаскивание трубопровода по дну подводной траншеи заканчивают после выхода его головной части из воды на несколько десятков метров. По окончании протаскивания проводят обследование правильности укладки трубопровода в траншеи и его состояния путем спуска под воду специалистов-водолазов. После водолазного обследования проводят вновь испытания уже уложенного подводного трубопровода.

Метод свободной укладки подводного трубопровода за последнее время применяется реже, чем метод протаскивания (особенно на судоходных реках). При этом методе на спускаемый трубопровод, полностью подготовленный с навешенными грузами, устанавливают понтоны, способные удерживать балластированный трубопровод на плаву. Трубопровод по спусковой дорожке опускают на воду, транспортируют на плаву до противоположного берега и устанавливают точно над подводной траншеей. Точная установка трубопровода над подводной траншеей — трудная и ответственная операция. Ее выполняют лебедками, установленными на противоположных берегах реки (при малой ее ширине) или на понтонах. После точной установки трубопровода с понтонами над подводной траншеей приступают немедленно к его погружению и укладке на дно траншеи. Далее с трубопровода последовательно снимают понтоны, что и вызывает последовательное погружение его на дно подводной траншеи. При большой ширине реки или водохранилища метод свободной укладки отличается тем, что на берегу готовятся полностью готовые плети ограниченной длины с навешенными понтонами. К каждой такой плети после ее спуска на воду присоединяют следующую. После спуска на воду всего подводного трубопровода, соединенного из нескольких плетей, его устанавливают над подводной траншеей и погружают последовательным отсоединением понтонов.

После укладки и водолазного контроля подводного трубопровода приступают к засыпке подводной траншеи грунтом. Засыпку траншей ведут с поверхности воды. В качестве грунта для засыпки подвод-

ных траншей используют гравийную смесь, которую доставляют к створу перехода специальными грунтоотвозными шаландами и через специальные отверстия в дне производят выгрузку грунта.

Описанные методы сооружения подводных переходов отличает необходимость выполнения большого объема трудоемких подводных земляных работ и трудоемкой и ответственной операции по укладке подводного трубопровода. Этих недостатков лишен метод сооружения подводных трубопроводов направленным бурением под реками без разработки подводных траншей. В этом случае прокладка подводного перехода осуществляется путем наклонного направленного бурения скважины под дном реки в виде кривой (обычно дуги окружности) с устьем на одном берегу и с выходом этой скважины на другом берегу. Бурение наклонной скважины начинают на одном из берегов реки на расстоянии 40—60 м от уреза воды. При бурении скважины в нее одновременно подают трубопровод. Бурение наклонной скважины ведется под дном реки обычно по дуге окружности на глубине от 8 до 20 м. Бурение наклонной скважины под дном рек с одновременной подачей в скважину трубопровода проводят проходческим комплексом. Такой комплекс состоит из наклонной буровой вышки, забойной головки, системы определения места положения и ориентации в пространстве забойной буровой головки под землей, системы управления направлением движения буровой головки и других механизмов. Связь буровой головки с системами, обеспечивающими энергией, а также для подачи глинистого раствора осуществляют через колонну быстросборных труб. Бурение скважины, т.е. непосредственное разрушение грунтов при проходке, осуществляют буровой головкой гидромеханического действия. В передней части буровой головки установлена вращающаяся фреза, оснащенная резцами, соплами для подачи на забой под давлением воды или глинистого раствора и отверстиями для обратного отсоса образующейся глинистой пульпы. Фрезу приводит во вращение гидравлический двигатель, расположенный в корпусе буровой головки. В настоящее время проходит промышленное испытание проходческий комплекс для прокладки подводных переходов методом направленного бурения.

Сооружение переходов через железные и автомобильные дороги осуществляют чаще без перерыва движения по дорогам и без разрушения дорог на период строительства бестраншейным или закрытым способом. Трубопровод под дорогами прокладывают в специальных стальных защитных кожухах (из труб диаметром больше основного трубопровода). Эти кожухи предназначены для защиты основного трубопровода от воздействия внешних нагрузок, в том числе от проходящего транспорта, от грунтовых вод, от блуждающих электрических токов. Диаметр труб кожуха обычно на 100—200 мм больше диаметра основного трубопровода. При открытом способе сооружения

под дорогами движение по ним временно прекращают, для транспорта устанавливают временные объезды, а через дорогу обычным способом прокладывают траншею и укладывают в нее трубопровод в защитном кожухе.

Закрытым бестраншейным способом переходы под дорогами выполняют методом горизонтальной проходки. Горизонтальная проходка выполняется следующими способами: проколом, продавливанием, бурением и проталкиванием. При проколе грунт разрушается при вдавливании остроконечного наконечника, расположенного впереди трубы-кожуха. Продавливание выполняют путем вдавливания в грунт трубы-кожуха с расширителем-наконечником. По мере вдавливания трубы грунт, находящийся внутри трубы, разрушают ручным или механизированным способом и удаляют из трубы. Причем и прокол, и продавливание могут осуществляться статической нагрузкой (например, гидравлическими домкратами), вибрационной или виброударной нагрузкой. Проходка горизонтального канала для трубы-кожуха под дорогами может осуществляться также горизонтальным бурением с применением специальной установки. При проталкивании впереди прокладываемой трубы устанавливают сопло, через которое на грунт воздействует струя воды, прокачиваемой насосом. Струя воды размывает грунт и удаляет его из трубы. В этом случае трубу как бы проталкивают в размытую зону грунта, не оказывающего заметного сопротивления. Отсюда и название этого способа — проталкивание. При любом из способов бестраншейной прокладки переходов под дорогами по обе стороны дороги устраивают два котлована — рабочий для размещения оборудования по прокладке перехода, а по другую сторону — приемный котлован-приямок.

Через мелкие препятствия (овраги, широкие ручьи и др.) обычно устраивают надземные переходы балочного и арочного типов.

КОНТРОЛЬ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ, ИСПЫТАНИЯ И ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Контроль строительных работ при сооружении магистральных трубопроводов имеет большое значение, так как своевременное и полное выявление допущенных при проведении сварочно-монтажных и других видов строительных работ дефектов позволяет принять меры к их устранению и к повышению безаварийной работы магистральных трубопроводов.

Контроль строительных работ является многоэтапным и включает: проверку труб, материалов и строительных конструкций; проверку подготовки труб и строительных конструкций к монтажу; пооперационный контроль ведения строительных и монтажных работ; контроль конечных результатов каждого вида работ (монтажных сварных

соединений, изоляционных покрытий на трубопроводе и др.); испытания готовых участков магистрального трубопровода. Рассмотрим кратко порядок и сущность контроля основных видов строительных работ при сооружении магистральных трубопроводов.

Контроль труб, поступивших с трубопрокатных заводов, начинают с проверки наличия сертификата на каждую партию труб. Сертификат — это документ (паспорт), удостоверяющий соответствие данной партии труб стандарту или техническому условию, по которым поставляются трубы для магистральных трубопроводов. В сертификате указывают химический состав трубной стали и гарантируемые механические свойства и другие показатели. Применение труб при отсутствии сертификата категорически запрещается. Трубы обязательно подвергают внешнему осмотру для выявления недопустимых дефектов и обмеру по торцам для выявления недопустимой овальности. Недопустимые дефекты обычно указываются в нормативных документах и инструкциях. При необходимости организуют исправление таких дефектов труб, как вмятины по торцам труб.

Контроль сварочно-монтажных работ включает: проверку сварочных материалов (электродов для ручной сварки, сварочных флюсов и проволоки), качества подготовки труб к сварке, качества и точности сборки стыков труб, режимов сварки, монтажных сварных соединений для выявления недопустимых дефектов. Контроль сварочных материалов прежде всего включает проверку наличия сертификатов и соответствие сварочных материалов данным сертификата. Обязательно контролируется проведение сушки сварочных электродов и флюса. При контроле подготовки труб к сварке проверяют тщательность зачистки кромок и наличие необходимой разделки и ее параметров (скос кромок, наличие притупления). Контроль сборки стыков сводится к проверке размера и равномерности зазора в стыке по периметру труб, отсутствия недопустимых смещений кромок свариваемых труб. Контроль режимов сварки связан с соблюдением в процессе сварки параметров режима сварки (силы тока, напряжения, числа слоев в шве, правильности выполнения предварительного подогрева кромок труб и др.). Сварщики, работающие на сооружении магистральных трубопроводов, кроме соответствующего квалификационного разряда (не ниже V) должны иметь допуск к сварке монтажных стыков магистральных трубопроводов.

Особо следует остановиться на конечном контроле сварных стыковых соединений магистральных трубопроводов неразрушающими физическими методами. Цель такого контроля — выявление в сварных соединениях недопустимых дефектов, таких, как трещины, непровары в корне шва, скопления шлаковых включений и пор. Выявить эти скрытые дефекты позволяет применение физических методов контроля, к которым относятся просвечивание металла сварных

соединений рентгеновскими лучами или гамма-лучами искусственных радиоактивных изотопов, магнитографический контроль, ультразвуковой контроль. При просвечивании сварных соединений проникающим излучением (рентгеновским или гамма) степень поглощения лучей различная в целом металле (бездефектном) и на участках с дефектами. Если зафиксировать излучение после прохождения через металл сварного соединения на рентгеновскую пленку, то в местах расположения дефектов плотность почернения пленки будет выше. По конфигурации этого почернения можно определить характер и вид дефекта, а по интенсивности почернения относительный размер дефекта. При просвечивании стыков магистральных трубопроводов малогабаритный рентгеновский аппарат или контейнер с радиоактивным изотопом помещают внутри трубы, а рентгеновскую пленку в мягком чехле из черной бумаги снаружи трубы по периметру сварного соединения. После необходимой экспозиции пленку обрабатывают в проявителе и закрепителе, высушивают и затем расшифровывают. Каждый дефект как бы проектируется на пленке: трещины — в виде тонкой извилистой линии, поры — в виде кружков различного диаметра, шлаковые включения — в виде отдельных включений неправильной формы, непровар в корне шва — в виде широкой линии и т.д. Магнитографический контроль связан с наложением на участок сварного соединения электромагнитного поля и прохождением через металл сварного шва электромагнитных волн. При прохождении электромагнитных волн через бездефектный участок металла шва искажения электромагнитных полей не происходит. При наличии дефектов за счет взаимодействия с ними происходит искажение магнитных полей. Если зафиксировать эти искажения на ферромагнитной пленке, то можно обнаружить не только дефекты, но и установить их характер и размеры. При магнитографическом методе контроля на сварной стык по всему периметру сварного соединения накладывают и закрепляют ферромагнитную пленку. Затем по периметру стыка вокруг трубы перемещают намагничивающее устройство, создающее магнитные поля. В местах расположения дефектов в сварном шве происходит искажение магнитных полей и фиксация их на ферромагнитной пленке. Вторым этапом магнитографического контроля является воспроизводство результатов контроля (считывание ферромагнитной пленки). Пленку пропускают через воспроизводящее устройство, на электронно-лучевой трубке которого при наличии дефектов появляются всплески различной конфигурации. По характеру этих всплесков и судят о наличии и характере дефектов в сварном соединении. Магнитографический контроль по сравнению с радиографическим (просвечиванием проникающим излучением) отличается отсутствием радиационной опасности, но является менее точным в оценке характера и размеров дефектов. Ультразвуковой контроль основан на прохождении через металл сварного соединения

и взаимодействии с дефектами ультразвуковых волн. Источником ультразвуковых колебаний (волн) служит специальный ультразвуковой генератор. Ультразвуковые колебания вводятся в металл сварного соединения через призматический искатель. При наличии в металле сварного шва дефекта ультразвуковая волна отражается от дефекта (эхо-метод) и улавливается искателем. Отраженная волна от искателя попадает в ультразвуковой дефектоскоп и фиксируется на его экране. Ультразвуковая дефектоскопия требует тщательной зачистки поверхности сварного соединения и покрытия его слоем масла для создания хорошего контакта с искателем. Кроме того, ультразвуковой метод контроля обеспечивает достаточно хорошую точность определения дефектов только при повышенной толщине металла, подвергаемого контролю. Поэтому в практике контроля сварных соединений магистральных трубопроводов ультразвуковая дефектоскопия находит меньшее применение по сравнению с радиографическим и магнитографическим методами. Объем контроля неразрушающими (физическими) методами устанавливается различным для разных категорий участков магистральных трубопроводов. Следует отметить, что сварные соединения труб и арматуры, выполненные на заводах-поставщиках, контролю в трассовых условиях не подвергаются. Стыки с обнаруженными недопустимыми дефектами подлежат вырезке из нитки трубопровода с вваркой вместо него катушки с обязательным повторным контролем сваренных стыков физическими методами.

Контроль земляных работ связан с систематической проверкой правильности профиля траншеи и ее глубины, соответствующей проектной. Контроль изоляционно-укладочных работ заключается в проверке качества каждой партии изоляционных материалов, качества нанесения изоляционных покрытий, качества изоляции законченных строительством участков трубопровода. Контроль качества нанесения изоляционных покрытий начинают с непрерывного визуального осмотра качества очистки поверхности трубопровода и нанесения слоя грунтовки. Грунтовка должна укладываться ровным слоем без пропусков, подтеков, сгустков и пузырей. Сплошность битумной изоляции проверяют визуально и специальным прибором — дефектоскопом, а толщина ее проверяется не реже чем через 100 м прибором-толщиномером. Прилипаемость изоляции контролируют через каждые 500 м и в местах, вызывающих сомнение по качеству, адгезиометром или вырезом треугольника на покрытии с проверкой его отслаивания вручную. Сплошность изоляции из полимерных лент проверяют также дефектоскопом и визуально. Следует отметить, что созданы компактные дефектоскопы кольцевого типа, позволяющие достаточно быстро провести сквозную проверку изоляционных покрытий на сплошность при последовательном перемещении дефектоскопа вдоль оси трубопровода. Сплошность изоляции законченного строительством и засыпанного трубопро-

вода контролируют специальными искателями повреждений и методом катодной поляризации.

Заключительными технологическими операциями перед сдачей магистрального трубопровода в эксплуатацию являются очистка полости и испытания трубопровода. Законченный строительством трубопровод в своей внутренней полости засорен окалиной и каплями затвердевшего металла, попавшими в процессе сварки, грязью, грунтом и т.д. Поэтому после окончания всех работ проводят очистку полости трубопровода от посторонних предметов. Очистку полости магистральных трубопроводов проводят двумя способами: гидравлическим и пневматическим. Собственно процесс очистки осуществляют специальными очистными поршнями или поршнями-разделителями, но при гидравлическом способе поршни-разделители перемещают внутри трубопровода потоком воды, а при пневматическом — потоком газа или воздуха под некоторым давлением. Очистной поршень представляет собой корпус цилиндрической формы, на периферийной части которого смонтированы стальные очистные щетки и уплотнительные манжеты, не допускающие перетока жидкости или воздуха через разделитель. Поршни-разделители состоят из цилиндрического корпуса и упругих самоуплотняющихся элементов, расположенных на корпусе. Гидравлический способ очистки полости трубопроводов обычно применяют на трубопроводах, где предусмотрено проектом гидравлическое испытание; так, вода, закачанная в трубопровод для промывки, может быть использована и для испытания. Очистку полости трубопроводов производят после опуска их в траншею и засыпки грунтом. При гидравлическом способе очистки полости трубопровода в начало испытуемого участка вводят поршень-разделитель. Затем через патрубок с вентилем в трубопровод закачивают воду под давлением до 0,2 МПа. Вода перемещает поршень и очищает (промывает) полость трубопровода. При пневматическом способе в качестве движущей силы поршня используют поток воздуха или газа. Причем более безопасно вести очистку полости воздухом. В этом случае примерно в центре участка трубопровода врезают кран-разделитель. В левую от крана полость трубопровода (при закрытом кране) через патрубок закачивают воздух под давлением от 0,6 до 1,2 МПа (в зависимости от диаметра трубопровода). Эту часть (секцию) трубопровода используют в качестве ресивера. В правой от крана полости трубопровода размещают очистной поршень. При достижении в левой полости указанного давления открывают кран, и воздух из ресивера поступает под давлением в правую полость трубопровода и с большой скоростью перемещает поршень, очищая полость трубопровода. Очистной поршень вылетает из очищаемого трубопровода на его конце. При продувке природным или нефтяным газом возможно образование взрывоопасной смеси с воздухом, находящимся в полости трубопровода. В связи с этим

перед началом продувки газом полость трубопровода освобождают от воздуха путем его постепенного вытеснения газом, закачиваемым в трубопровод. По мере закачки газа в конце продуваемого участка ведут непрерывный анализ выходящей газовоздушной смеси на содержание кислорода. Очистку полости газом, толкающим очистной поршень, можно начинать только при снижении содержания кислорода в газовоздушной смеси не более 2 %. В остальном очистка полости трубопровода газом не отличается от описанной очистки воздухом. Участок трубопровода, используемый в качестве ресивера, заполняют природным газом от параллельных действующих газопроводов или от газовых промыслов (на начальных участках трубопровода).

Испытания готовых участков трубопровода проводят с целью проверки его прочности избыточным давлением (внутренним) и на плотность для выявления сквозных дефектов в трубопроводе под рабочим внутренним давлением. Применяют гидравлическое или пневматическое испытание магистральных трубопроводов. Более предпочтительным является гидравлическое испытание водой, так как при этом лучше выявляются дефекты и меньше объем возможных разрушений труб при испытании. Однако для проведения гидравлических испытаний требуется большое количество воды и проведение испытаний в зимнее время связано с большими затруднениями из-за возможного замерзания воды. Как уже указано, испытания трубопроводов включают испытания на прочность (первый этап) и испытания на герметичность или на плотность (второй этап). Испытательное давление $p_{исп}$ на первом этапе устанавливается выше рабочего давления $p_{раб}$ в трубопроводе. В соответствии с нормативными документами (СНиП III-42–80) испытательное давление установлено в зависимости от категории участка магистрального трубопровода. Так, для участков трубопроводов категории В (переходы нефтепровода и нефтепродуктопроводов через крупные реки) предусмотрены испытания в три этапа. На первом этапе после сварки плети на площадке $p_{исп} = 1{,}25\ p_{раб}$ (обязательно гидравлическое испытание). На втором этапе (после укладки в подводную траншею) $p_{исп} = 1{,}25\ p_{раб}$. На третьем этапе (совместно с прилегающими участками трубопровода) на давление, установленное для категорий прилегающих участков. Для участков категории I (подводные переходы газопроводов через крупные реки) установлены такие же этапы испытаний и испытательные давления. Для участков категорий II, III, IV (кроме особо оговоренных в СНиП случаев) $p_{исп} = 1{,}1\ p_{раб}$. На втором этапе испытания (на герметичность или плотность) во всех случаях $p_{исп} = p_{раб}$. Длительность первого этапа испытания (на прочность) гидравлическим способом составляет 24 ч, а пневматическим способом — 12 ч. Продолжительность второго этапа испытания (на герметичность) — не менее 12 ч и определяется временем, необходимым для тщательного осмотра всей испытуемой трас-

сы трубопровода с целью выявления утечек. При проведении гидравлических испытаний трубопровод вначале заполняют водой с помощью насосных наполнительных агрегатов. При этом из трубопровода должен полностью удаляться воздух. После этого давление постепенно поднимают до испытательного с помощью насосных опрессовочных агрегатов и выдерживают под этим давлением 24 ч. При этом ведут контроль за изменением давления с помощью манометров. Если падения давления не наблюдается и нет видимых разрушений, то давление снижают до рабочего и проводят испытания на герметичность с тщательным осмотром трассы трубопровода. При обнаружении утечек испытания прекращают, трубопровод ремонтируют и вновь проводят испытания на прочность и герметичность. Трубопровод считается выдержавшим испытания, если за время испытания на прочность давление в трубопроводе остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки. При пневматических испытаниях в качестве рабочего агента, закачиваемого в трубопровод, используют воздух или природный газ, к которому добавляют вещество с резким запахом (одорант) для облегчения обнаружения утечек. Пневматические испытания обычно применяют для газопроводов. При использовании для испытания газа необходимо принимать все необходимые меры безопасности. При пневматических испытаниях воздух подают в трубопровод с помощью компрессоров с большой подачей, а природный газ — из параллельных ниток действующих газопроводов, а также от промысловых установок на головных участках газопроводов. При испытаниях давление газа или воздуха следует повышать плавно со скоростью не более 0,3 МПа в час. При достижении в трубопроводе давления, равного 0,3 $p_{исп}$, но не выше 2 МПа, подъем давления прекращают и производят осмотр трассы трубопровода. Если при этом не будут обнаружены разрушения, утечки воздуха или газа, то подъем давления в трубопроводе повышают далее без перерывов. По достижении испытательного давления трубопровод выдерживают при этом давлении 12 ч с контролем изменения давления. Если не обнаруживается разрушений и снижение давления за 12 ч не превышает 1 %, то снижают давление до $p_{раб}$ и проводят испытания на герметичность с обязательным осмотром трассы трубопровода. В остальном методика испытаний аналогична гидравлическим.

Магистральный трубопровод, прошедший испытания, принимается рабочей, а затем Государственной комиссией в эксплуатацию.

ГЛАВА 6

СООРУЖЕНИЕ НАЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

КОМПЛЕКТНО-БЛОЧНЫЙ МЕТОД СТРОИТЕЛЬСТВА НАЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В связи с расширением добычи нефти и особенно газа возрастают объемы не только линейных объектов, но и в большей степени наземных объектов (насосные и компрессорные станции, УКПН, УКПГ, станции подземного хранения и др.). Главным направлением индустриализации строительства наземных объектов остается и получает свое дальнейшее развитие комплектно-блочный метод. Комплектно-блочный метод строительства незаменим при обустройстве нефтяных и газовых месторождений северных районов.

Комплектно-блочный метод строительства — это метод организации строительства объектов из изделий высокой степени заводской готовности в виде блочно-комплектных устройств (БКУ), укрупненных монтажных узлов и заготовок инженерных коммуникаций, поставляемых на объект специализированными предприятиями, основанный на принципах агрегирования ресурсов и организационных структур. Иными словами, комплектно-блочное строительство связано с переносом максимального объема строительно-монтажных работ на заводы и базы. На строительные площадки при этом поставляются почти полностью готовые объекты или части объектов, что в максимальной степени снижает объем строительно-монтажных работ непосредственно на строительных площадках. Все технологическое оборудование с заводов или с комплектующих баз поставляют в виде полностью подготовленных к монтажу блоков и суперблоков. Блок — транспортабельное устройство, полностью подготовленное к монтажу и вписывающееся в габариты погрузки. Наиболее жесткие требования к габаритам погрузки предъявляются на железнодорожном транспорте. Габариты погрузки — это предельные внешние боковые и высотные очертания груза, расположенного на открытой платформе или в полувагоне. Блоки могут располагаться на открытом воздухе в индивидуальных укрытиях — транспортабельных зданиях, называемых боксами. Если внутри бокса с установленным в нем оборудованием создаются условия для длительной работы оборудования и соответствующий микроклимат для длительного пребывания обслуживающего персонала, то такой бокс с установленным оборудованием называют блок-боксом. Если же внутри бокса создаются условия только для длительной работы оборудования без длительного пребывания обслуживающего пер-

сонала, то такой бокс с оборудованием называют блок-контейнером. Объект одноцелевого назначения, собираемый на специализированном предприятии или на месте монтажа из комплекта блоков, боксов, блок-контейнеров, блок-боксов или их различных сочетаний и заготовок межблочных коммуникаций, называют блочно-комплектным устройством. Масса транспортабельных блоков, блок-боксов или блок-контейнеров обычно не превышает 50—60 т и транспорт их осуществляется традиционными видами: железнодорожным, автомобильным (на трайлерах), водным, авиационным.

За последнее время все более широкое распространение получает комплектно-блочное строительство из суперблоков. Суперблок — это нетранспортабельный традиционными видами транспорта блок или БКУ, с размерами, значительно превышающими габариты погрузки, и с массой от 200 до 1000 т. Для перевозки таких суперблоков используют специальные плавающие платформы на воздушной подушке, обеспечивающие их доставку по рекам с помощью буксиров. На суше суперблоки перемещают на платформах, оснащенных устройством на воздушной подушке, или на специальных трайлерах большой грузоподъемности. В качестве суперблоков обычно поставляют оборудование и установки для нефтяных и газовых промыслов [кустовые насосные станции (КНС), дожимные насосные станции (ДНС), установки подготовки нефти, блочные котельные, установки подготовки газа и др.]. При традиционном (неблочном) методе строительства ДНС состоит из нескольких зданий из кирпича или каркасно-панельных, все оборудование ее поставляют отдельными элементами (или, как говорят монтажники, "россыпью"). Поэтому даже из этого одного примера видно явное преимущество комплектно-блочного строительства перед традиционным, особенно в северных районах Тюменской области.

Рассмотрим более подробно преимущества комплектно-блочного строительства. Главное преимущество — это значительное сокращение сроков строительства наземных объектов в 3—5 раза по сравнению с традиционным строительством в связи с тем, что до 90—95 % строительно-монтажных работ выполняется в заводских условиях на сборочно-комплектовочных предприятиях. Второе преимущество — значительное снижение трудоемкости монтажа на строительной площадке и повышение производительности труда при монтаже, что позволяет существенно снизить число работников непосредственно на монтаже наземных объектов. Третье преимущество — значительное повышение качества строительства наземных объектов в связи с выполнением основного объема строительно-монтажных работ в заводских условиях, где обеспечить высокое качество работ легче, чем на строительной площадке. Четвертое преимущество связано со снижением материалоемкости наземных объектов в блочном и особенно суперблочном испол-

нении на 10—15 % за счет большей компактности объектов, снижения протяженности обслуживающих коммуникаций. Пятое преимущество комплектно-блочного строительства — возможность широкого применения вахтового и экспедиционно-вахтового методов строительства. Это, в свою очередь, позволяет не возводить капитальных городов и поселков непосредственно в зоне строительства и сократить расходы на это строительство. Рабочие, инженерно-технические работники и их семьи в этом случае проживают в базовых городах за десятки, а иногда и сотни километров от строительных площадок. Однако при комплектно-блочном строительстве существенно возрастает роль и значение транспортных и погрузочно-разгрузочных работ по доставке блоков и суперблоков на строительные площадки, так как на большие расстояния (до 1000—1500 км) необходимо доставлять без повреждений по бездорожью грузы массой от 50 до 1000 т (блоки и суперблоки). Впервые на строительстве наземных объектов нефтяной и газовой промышленности комплектно-блочный метод начал применяться в конце 60-х годов. В настоящее время комплектно-блочный метод строительства стал основным при сооружении наземных объектов (70 % всего объема строительства).

Рассмотрим общую схему организации комплектно-блочного метода в строительстве наземных объектов нефтяной и газовой промышленности. Поставку оборудования для БКУ осуществляют заводы-поставщики ряда машиностроительных министерств. Все это оборудование в блочном и обычном исполнении, стальной прокат, блоки контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИП и А), кабельная продукция и другие поступают на сборочно-комплектовочные предприятия или опорно-производственные базы главных управлений или производственных объединений Миннефтегазстроя СССР. Крупнейшим производственным объединением, обеспечивающим БКУ, главным образом стройки Западно-Сибирского нефтегазового региона, является объединение ГлавСибкомплектмонтаж. Предприятия и организации этого объединения осуществляют полный цикл производства БКУ, начиная от конструирования и кончая доставкой и монтажом блоков и суперблоков. Изготовление БКУ происходит на опорно-производственной базе этого объединения. В состав опорно-производственной базы входят заводы металлических конструкций, электромонтажных заготовок, производства БКУ, цех ограждающих конструкций, база сборки суперблоков, ремонтно-механические мастерские. Полученные и разгруженные оборудование и материалы направляют в производственные корпуса, в частности в заготовительно-сварочный корпус, где в специализированных цехах и на участках изготовляют детали и узлы БКУ. Трубные узлы собирают в специальном цехе. Готовые детали и узлы поступают в цех комплектации узлов и затем по мере надобности их подают в сборочный корпус. Готовые блок-боксы со сборки

поступают на склад готовой продукции. Сборку суперблоков проводят на специальной базе сборки. Замыкающим звеном системы промышленного изготовления БКУ является инвентарная пионерная производственная база. Наличие такой базы позволяет на индустриальной основе осуществлять производство тех видов работ, которые должны выполняться на месте монтажа БКУ (прокладка обвязочных трубопроводов, доукомплектование блочных устройств и др.). Наличие этих баз позволяет дополнительно снизить трудоемкость монтажных работ непосредственно на строительных площадках. Важное значение в комплектно-блочном строительстве имеет организация транспортных и погрузочно-разгрузочных работ при доставке блок-боксов, блок-контейнеров и суперблоков. В связи с недостаточной освоенностью и труднодоступностью основных районов нефтегазового строительства в северных районах Тюменской области затраты на доставку к месту монтажа блок-боксов, блок-контейнеров и суперблоков значительные (от 30 до 50 % стоимости строительно-монтажных работ), а продолжительность транспортировки — до 20—25 % баланса времени, затрачиваемого на сооружения наземных объектов. Погрузочно-разгрузочные работы при этом выполняют мощными самоходными кранами-трубоукладчиками. Применяют также специальные саморазгружающие транспортеры. Негабаритные суперблоки большой массы уже невозможно транспортировать перечисленными видами традиционного транспорта. Для доставки суперблоков массой до 400 т, а в ближайшей перспективе до 1000 т, из района г. Тюмени в северные районы Тюменской области на расстояние до 1000—1200 км используют водный транспорт. Суперблок на месте его изготовления оснащают плавучим основанием, которое входит в состав суперблока и обеспечивает его плавучесть, что позволяет транспортировать его непосредственно по водным артериям. Однако суперблок с плавучим основанием дает осадку до 2—2,5 м, что делает невозможным его транспортировку по малым рекам. Транспортировку суперблоков по малым рекам осуществляют буксировкой низкосидящими водометными катерами на специальных судоходных платформах, оснащенных устройством на воздушной подушке. Осадка таких платформ в воде не превышает 0,5 м. Используя систему рек, стремятся доставить суперблоки как можно ближе к монтажным площадкам, с тем чтобы максимально снизить транспортировку суперблоков по суше. Транспортировку суперблоков по суше на короткие расстояния (максимум 30—50 км) в летнее время осуществляют на воздушной подушке тракторами-тягачами, а в зимнее время возможна транспортировка волоком с опорой на полозья. Максимальная скорость движения суперблока на воздушной подушке на прямолинейных горизонтальных участках — не более 6 км/ч.

Рассмотрим общие принципы монтажа БКУ при комплектно-блоч-

ном строительстве. Монтаж блок-боксов включает следующие операции: установку блок-боксов, имеющих металлическое основание и доставленных на трейлерах на монолитный железобетонный или свайный фундаменты; надвижку блок-боксов на свайные эстакады двумя кранами или трубоукладчиками; установку с заездом трейлера с блок-боксом на фундамент с последующим подъемом суперблока над платформой трейлера на высоту примерно 300 мм, удалением трейлера и опусканием блок-бокса на фундамент. Причем применяют одиночную установку блок-боксов и сотовую одно- и двухэтажную установку. Применение сотовой компоновки блок-боксов позволяет значительно сократить площадь застройки и уменьшить длину различных межблочных коммуникаций. Следует отметить, что боксы, используемые в качестве индивидуальных укрытий для оборудования, применяют также для компоновки из них вспомогательных зданий различного назначения. Для этого боксы стыкуют между собой по коротким и длинным сторонам. Чтобы облегчить процесс стыковки, боксы выпускают без стенок с двух сторон. На объектах нефтяной и газовой промышленности используют также боксы изменяемой высоты (БИВ). Эти боксы в своем каркасе имеют раздвижные (телескопические) вертикальные стойки. При изготовлении вертикальные стойки максимально вдвигают, что обеспечивает при транспортировке высоту бокса, вписывающуюся в габариты погрузки. После доставки и установки боксов на фундаменты с помощью монтажных кранов поднимают кровлю с подвижными вертикальными стойками и закрепляют их в новом положении. Это обеспечивает соответственно больший рабочий объем здания. Непосредственно для монтажа вспомогательных зданий применяют боксы типов БИ (БИВ) и ВЖК (вахтовый жилой комплекс). Используют также складывающиеся комплектные здания, монтируемые из складывающихся транспортабельных секций. Каждая секция состоит из четырех колонн, двух стропильных балок и ограждающих панелей, образующих два стеновых блока и один блок покрытия. Стеновые блоки имеют подвижное шарнирное соединение с блоком покрытия, что позволяет складывать всю секцию в виде плоского пакета, хорошо вписывающегося в габариты погрузки, и доставлять сложенные секции к месту монтажа. На строительной площадке каждый пакет укладывают на месте монтажа, освобождают от защелок и осуществляют вертикальный подъем. В процессе подъема стеновые блоки под действием силы тяжести принимают вертикальное положение, колонны блока устанавливают на фундамент и закрепляют Последовательным монтажом секций возводят здание.

Применение комплектно-блочного метода при строительстве наземных объектов нефтяной и газовой промышленности позволило разделить строительный процесс на два независимых потока. Причем эти потоки согласованы и в значительной степени совмещены по сро-

кам. Поток I охватывает подготовку и производство строительно-монтажных работ нулевого цикла, включающего работы по возведению фундаментов и прокладке различных подземных коммуникаций на объектах. Поток II охватывает изготовление, транспортировку БКУ к месту монтажа и монтажные работы надземного цикла.

ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

Сооружение наземных объектов и разветвленной сети промысловых и технологических трубопроводов составляет сущность обустройства нефтяных и газовых промыслов. Отметим основные особенности нефтегазопромыслового строительства — обустройства промыслов, вызывающие дополнительные трудности и особенности технологии и организации этого вида строительства. Во-первых, это малообъемность и разбросанность строящихся нефтегазопромысловых объектов на больших территориях в отличие, например, от строительства таких сосредоточенных объектов, как нефтеперерабатывающие, газоперерабатывающие, машиностроительные заводы. Во-вторых, обустройство нефтяных и газовых промыслов, особенно в начальный период, в таких малообжитых и недостаточно освоенных районах, как северные районы Тюменской области и полуостров Ямал, ведется при отсутствии дорог, индустриальных баз строительства. В-третьих, основной объем работ по обустройству нефтяных и газовых промыслов выполняется в тяжелых природно-климатических (экстремальных) условиях Западно-Сибирского нефтегазового региона. Так, нефтедобывающие районы Среднего Приобья характеризуются сильной заболоченностью, обводнением грунтов и наличием большого числа озер. Обычные минеральные грунты (супеси, суглинки и др.) в этих районах часто заторфованы (содержат до 60 % торфа) или покрыты слоем торфа толщиной 3—4 м. Достаточно привести такой пример. Около 90 % строительных площадок в районах Среднего Приобья на нефтяных месторождениях согласно действующей общесоюзной классификации, по одному или нескольким природным факторам относят к непригодным (нерекомендуемым) для промышленного и жилищно-гражданского строительства. В зимний период в этих районах глубина промерзания грунтов по сравнению с центральными районами увеличивается в 1,5—2 раза и достигает 2,4 м. Газодобывающие районы Западно-Сибирского нефтегазового региона расположены в северных районах Тюменской области, а перспективные на полуострове Ямал. Для этих районов также характерна заболоченность и обводненность грунтов. Но значительные трудности вызывает наличие вечномерзлых грунтов в этих районах. Вечномерзлыми называют грунты, сохраняющиеся в мерзлом состоянии длительное время (сотни лет). Частицы этих грунтов сце-

ментированы включениями льда. Такие грунты в летнее время оттаивают на незначительную глубину, а в основной массе остаются в мерзлом состоянии. Строительство на вечномерзлых грунтах связано со значительной трудностью их разработки при выполнении земляных работ (при рытье траншей, разработке котлованов под фундаменты). Но гораздо большую трудность представляет обеспечить существование объектов на этих грунтах. На любом объекте (промышленное или жилое здание, различные технологические установки, трубопроводы и др.) всегда выделяется какое-то количество тепла, что приводит к растаиванию грунтов, разжижению и резкому снижению их несущей способности. Последнее приводит к недопустимым кренам, провалам зданий и инженерных сооружений и даже к их разрушению. Для обеспечения долголетней нормальной эксплуатации зданий и инженерных сооружений на вечномерзлых грунтах необходимо либо сохранять эти грунты в основаниях зданий или инженерных сооружений в мерзлом состоянии в течение всего периода эксплуатации (I принцип строительства), либо предварительно оттаять грунты в основаниях зданий и инженерных сооружений и сохранять их в таком состоянии под зданиями и инженерными сооружениями в течение всего времени их эксплуатации (II принцип строительства). Наиболее часто в практике строительства на вечномерзлых грунтах используют I принцип. В-четвертых, нефтегазопромысловое строительство характеризуется большим объемом сооружения промысловых и технологических трубопроводов различного назначения (нефтепроводы, газопроводы, конденсатопроводы, водоводы и др.) и различных конструкций (подземные, наземные, надземные), а также внутри- и межпромысловых дорог. На более поздних стадиях разработки нефтяных месторождений проводят дальнейшее расширение системы поддержания пластового давления, а в связи с переходом на механизированные способы добычи нефти необходимо строить новые и расширять существующие компрессорные станции (при переходе на газлифтный метод), расширять объекты энергообеспечения, установки комплексной подготовки нефти и воды.

Рассмотрим особенности организации работ по обустройству нефтяных и газовых промыслов.

При обустройстве нефтяных и газовых промыслов, особенно в указанных экстремальных условиях строительства, необходимо широкое, массовое применение комплектно-блочного метода строительства. Именно применение этого метода в обустройстве промыслов обеспечивает значительное снижение трудоемкости, повышение качества и достижение высокой производительности труда и сдачи в установленные сроки объектов по добыче нефти и газа.

При обустройстве нефтяных и газовых промыслов, прежде всего в северных районах Тюменской области и на полуострове Ямал, широко используются вахтовый и особенно экспедиционно-вахтовый

методы строительства. Эти методы уже широко применяют при освоении Западно-Сибирского нефтегазового региона. Экспедиционно-вахтовым методом в этом регионе занято свыше 170 тыс. работников, выполняется 40 % работ по бурению нефтяных и газовых скважин, его используют при сооружении магистральных трубопроводов, он обеспечивает примерно 33 % добычи нефти и более 60 % строительно-монтажных работ по обустройству промыслов. При вахтовом методе, основанном на разделении мест труда и постоянного проживания работающих, рабочие и ИТР проживают в базовых городах и поселках и регулярно выезжают для трудовой деятельности на строительные площадки. В этом случае работа на строительных площадках ведется вахтами в течение определенного (небольшого) периода времени. После этого состав смены (вахты) полностью заменяется. Во время вахты рабочие живут в мобильных поселках в непосредственной близости к строительным площадкам. Экспедиционный метод в отличие от вахтового не предусматривает регулярную смену трудовых коллективов на рабочих местах в течение всего срока экспедиции, которая до окончания работ в данном районе проживает в мобильном поселке из вагончиков или мобильных зданий, перебазируемом в другой район по окончании строительства в данном районе. По окончании работ на данной площадке рабочие и ИТР возвращаются в базовые города или поселки. Чисто экспедиционный метод характерен для работы полевых геологов, полярных исследователей. Экспедиционно-вахтовый метод сочетает в себе черты как вахтового, так и экспедиционного метода. При этом строительное подразделение (например, участок или СМУ) находится на данной строительной площадке в течение всего периода строительства (выполнения порученного комплекса работ), т.е. как при чисто экспедиционном методе. Однако рабочие коллективы (звенья, бригады) работают по вахтовому методу, т.е. в течение только определенного времени (например, три или четыре недели). После этого рабочих и ИТР доставляют в базовые города и поселки по бригадам или звеньям в соответствии с заранее разработанным скользящим графиком. В то же время при вахтовом методе коллектив (вахту) заменяют полностью через 4—15 дн. Применение вахтового и экспедиционно-вахтового методов строительства позволяет не возводить капитальные города или рабочие поселки вблизи строящихся объектов нефтяной и газовой промышленности, что только при освоении северных районов Западно-Сибирского нефтегазового региона дает возможность экономить миллиарды рублей на строительстве этих городов и поселков и обеспечить постоянное проживание рабочих, ИТР и их семей в благоустроенных базовых городах и поселках в уже давно обжитых районах (например, в южных районах Тюменской области).

При обустройстве нефтяных и газовых месторождений используют поточные методы строительства. При обустройстве нефтяного или

газового промысла организуют комплексный поток, который обычно состоит из четырех специализированных потоков: по подготовке территории строительства; по прокладке различных инженерных коммуникаций и промысловых трубопроводов; по возведению фундаментов под здания, инженерные сооружения, оборудование; по монтажу зданий, технологического оборудования, блок-боксов и блок-контейнеров, суперблоков.

При обустройстве нефтяных и газовых месторождений выделяют четко два вида работ: работы нулевого цикла и работы по монтажу наземного блочного оборудования по подготовке нефти и газа к дальнему трубопроводному транспорту. Причем определяющими по временным затратам, сдерживающими снижение сроков обустройства промыслов, являются именно работы нулевого цикла, так как они выполняются в сложных природно-климатических условиях и менее индустриализованы по сравнению с монтажом наземного оборудования, где широко применяется комплектно-блочный метод строительства.

Большое внимание при обустройстве нефтяных и газовых месторождений необходимо уделять организации работ по подготовке строительной площадки и строительству дорог, особенно в сложных природно-климатических условиях основного нефтегазодобывающего региона — Западно-Сибирского. Достаточно привести такой пример: замена торфяного грунта в основании зданий и сооружений на минеральный грунт в районах Среднего Приобья обходится в 4 руб. за 1 $м^3$, а на полуострове Ямал по проведенным расчетам доходит до 80—100 руб. за 1 $м^3$ привозного грунта. Поэтому исследуются и уже применяются на практике новые решения работ нулевого цикла.

Так как основной объем обустройства нефтяных и газовых промыслов сосредоточен в Западно-Сибирском нефтегазовом регионе, то рассмотрим, как ведется подготовка территории промыслов на слабых обводненных грунтах (торфяные и заторфованные грунты) и на вечномерзлых грунтах. В качестве основания под здания и оборудование слабые обводненные грунты применяться не могут. Одним из старых (традиционных) методов улучшения (технической мелиорации) слабых торфяных грунтов является частичное или полное выторфовывание грунтов и замена их на минеральные грунты. При этом слой торфяного или заторфованного грунта удаляют полностью на всю его глубину (до минерального грунта) и заменяют минеральным привозным грунтом (например, гравийно-песчаной смесью). Этот грунт укладывают слоями толщиной 20—30 см и послойно уплотняют механизированными катками. На практике используют также частичное выторфовывание, когда торф удаляют не со всей площади застройки, а только в местах устройства фундаментов и дорог с засыпкой остальной площади застройки минеральным грунтом сверху торфяной залежи. Это в известной степени снижает объемы выторфовывания и трудоем-

кость подготовки строительной площадки. За последние годы в практике подготовки строительных площадок на торфяных и обводненных грунтах при относительно небольших толщинах торфа (0,8—1,5 м) и применении свайных фундаментов успешно используют гидромеханизированный способ (намыв) минерального грунта. С применением гидронамыва была подготовлена заболоченная территория для строительства микрорайона города Нефтеюганска. Грунт для гидронамыва забирается из карьера, смешивается с водой и насосами под давлением в виде пульпы по трубопроводам подается на подготавливаемую территорию. Для отвода воды с площадки устраивают специальную дренажную систему. Грунт намывают слоями по 25—30 см. Намытый минеральный грунт одновременно служит пригрузом, выжимающим воду из торфяного слоя, и уплотняет его. Подобный гидронамыв грунта был использован и для подготовки площадок под нефтепромысловые сооружения в районах Среднего Приобья без выторфовывания грунта.

При подготовке строительной площадки на сплошных вечномерзлых грунтах используют первый принцип строительства, когда в течение всего периода строительства и эксплуатации объектов грунты в основании сооружений сохраняются в мерзлом состоянии в любое время года. Чтобы избежать оттаивания грунтов от теплового воздействия зданий, инженерных сооружений, дорог и не допустить механического повреждения мерзлых грунтов, на вечномерзлые грунты засыпают или намывают минеральный грунт (песчаный) толщиной до 1,5 м. Под здания и инженерные сооружения на вечномерзлых грунтах в основном используют свайные фундаменты.

Наиболее трудоемкими работами нулевого цикла являются работы по возведению фундаментов. Обязательным элементом каждого здания или инженерного сооружения служат фундаменты, через которые давление от зданий или инженерных сооружений передается на грунты основания. Для промышленных зданий, оборудования и инженерных сооружений используют следующие виды фундаментов: отдельные или столбчатые, сплошные или плитные, свайные, в виде гравийно-песчаных подушек, массивные, рамные (последние два применяют только под оборудование). Наиболее индустриальными и наименее трудоемкими являются свайные фундаменты, которые состоят из находящихся в грунте свай с размещенным на них ростверком в виде железобетонной плиты. Назначение ростверка — связать сваи и обеспечить равномерную нагрузку на каждую из них. При обустройстве нефтяных и газовых промыслов, как и вообще в строительстве объектов нефтяной и газовой промышленности, используют два вида свай — забивные и набивные (буронабивные). Забивные сваи изготавливают на заводах, доставляют на строительные площадки и забивают в грунт на проектную глубину (5—15 м) с помощью специальных агрегатов. Набивные (буронабивные) сваи изготовляют непосред-

ственно в грунте на строительной площадке. Для изготовления набивной (буронабивной) сваи в грунте пробуривают скважину диаметром обычно 300—400 мм. В эту скважину устанавливают стальную арматуру в виде каркаса и заполняют бетонной смесью. Забивные сваи на заводах изготовляют тоже из железобетона в виде стержней квадратного или круглого сечения длиной до 15 м. При возведении свайных фундаментов практически отсутствуют земляные работы, во много раз сокращается расход бетона, процесс забивки свай отличается высокой степенью механизации. При этом значительно сокращается время на возведения фундаментов и отпадает необходимость в проведении бетонных работ. Поэтому свайные фундаменты и нашли широкое применение прежде всего при обустройстве нефтяных и газовых промыслов. Для строительства на слабых грунтах разработаны незаглубляемые пространственные фундаменты. Такие фундаменты устраивают непосредственно на песчаной или гравийно-песчаной подушке, возведенной на поверхности земли. Фундамент состоит из двух сборных горизонтальных железобетонных плит, между которыми находятся сборные железобетонные наклонные элементы. Такая система отличается высокой жесткостью и несущей способностью ввиду достаточно развитой опорной поверхности (подошвы). Кроме того, наличие сквозных полостей в наклонных элементах обеспечивает проветривание подполья здания и сохранение в мерзлом состоянии вечномерзлых грунтов основания. Последнее очень важно при строительстве промысловых объектов на вечномерзлых грунтах северных районов Тюменской области.

СТРОИТЕЛЬСТВО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

Все работы по строительству ГПЗ делят на работы нулевого цикла и работы по возведению зданий и монтажу технологического оборудования и трубопроводов. В работах нулевого цикла основную долю составляют работы по возведению фундаментов под здания, технологическое оборудование и трубопроводы. Для технологического оборудования и аппаратов ГПЗ сооружают следующие виды фундаментов: плитные, монолитные железобетонные, песчаные или песчано-гравийные подушки. На практике блочное оборудование в блок-боксах и блок-контейнерах в некоторых случаях, в частности при наличии прочных скальных грунтов или хорошо дренирующих грунтов в основании, устанавливают непосредственно на грунт. Сплошной фундамент из монолитного железобетона — это сплошная железобетонная плита толщиной до 0,6—0,7 м и с размерами в плане в зависимости от размеров опорной поверхности оборудования. Фундаменты этого типа отличаются высокой трудоемкостью возведения и используются для установки на них блоков и блок-боксов с машинными агрегатами,

передающими на фундаменты не только статические, но и динамические нагрузки, на грунтах с нормальными гидрогеологическими условиями. Свайные фундаменты достаточно широко применяют на ГПЗ под вертикальные колонные и тяжелые горизонтальные аппараты, трубчатые печи и емкости в условиях нормальных грунтов. Монтаж блок-боксов и блок-контейнеров вспомогательного технологического оборудования ГПЗ, особенно малогабаритных газобензиновых установок, часто проводят на песчано-гравийной подушке. В этом случае на месте установки блок-бокса или блок-контейнера удаляют грунт на глубину 60—70 см и укладывают на это место вначале слой гравия толщиной не менее 40 см, а затем слой песка. На песчаную подушку и устанавливают блок-бокс или блок-контейнер. Для размещения некоторых видов технологического оборудования и емкостей на ГПЗ широко используют этажерки (постаменты), выполненные из железобетона и частично из стали. Широко применяют унифицированные сборные железобетонные этажерки (постаменты), которые состоят из фундаментов, заделанных в них колонн, поперечных балок-ригелей и плит настила.

Подземные технологические трубопроводы прокладывают в траншеях непосредственно в грунте, а также в защитных каналах. Надземные технологические трубопроводы устанавливают на эстакадах или отдельно стоящих свайных опорах. Причем на эстакадах одновременно размещают до десяти и более различных трубопроводов, что значительно сокращает территорию, занимаемую трубопроводами, и сокращает расходы на сооружение эстакад. Все чаще применяют эстакады и постаменты, а также отдельные опоры на забивных сваях, что практически исключает земляные работы, снижает трудоемкость и сроки их строительства.

На ГПЗ применяют различное по назначению, габаритам и массе оборудование и аппараты. Однако все оборудование ГПЗ можно разделить на следующие группы: колонная вертикальная аппаратура (абсорберы, адсорберы, десорберы, ректификационные колонны и др.); теплообменная аппаратура и печи; перекачивающие агрегаты для перемещения газа и жидкостей (компрессоры, насосы). Оборудование на ГПЗ поставляют в блочном исполнении. Часть обурудования поставляют с заводов в неблочном исполнении (в частности, негабаритная колонная аппаратура).

Колонная аппаратура характеризуется большой массой (до 60—70 т), высотой (до 30 м и более) и диаметром (до 3—3,5 м). Поэтому монтаж такой аппаратуры связан с определенными трудностями: необходимость применения мощных грузоподъемных машин, задержка монтажа соседнего оборудования из-за необходимости иметь значительную по размерам монтажную зону. В связи с этим разработаны и применяются на практике много способов монтажа аппаратов ко-

лонного типа. Наибольшее распространение для колонной аппаратуры ГПЗ получил метод монтажа с помощью самоходных монтажных кранов. При недостаточной грузоподъемности одного крана применяют монтаж двумя кранами, а также используют различные монтажные приспособления (шарниры, расчалки и опоры для стрелы крана, опорные стойки и др.). При подъеме тяжелых аппаратов (массой 300—400 т) вместо монтажных кранов применяют мачтовые подъемники со специальными лебедками. На строительные площадки ГПЗ аппараты колонного типа доставляют практически полностью готовыми, т.е. с полностью смонтированными внутри аппарата тарелками, перегородками, насадками. Доставленный к месту монтажа аппарат укладывают в горизонтальном положении вблизи подготовленного фундамента. На аппарате в этом положении монтируют лестницы, смотровые площадки, наружную трубопроводную обвязку и устанавливают необходимую монтажную оснастку. Монтаж вертикальных аппаратов колонного типа состоит из двух основных этапов: перевод аппарата из горизонтального в вертикальное положение; установка аппарата на фундамент. На строительстве ГПЗ наибольшее распространение получили два способа подъема аппаратов колонного типа: метод скольжения с последующим отрывом аппарата от земли и метод поворота вокруг шарнира. При методе скольжения аппарат переводят из горизонтального в вертикальное положение одновременным приложением к аппарату двух усилий: строго вертикального усилия и горизонтального усилия, приложенного к опорной части аппарата. Вертикальное усилие создают одним или двумя монтажными кранами, а горизонтальное — вспомогательной лебедкой или трактором-тягачом. За счет приложения этих двух усилий и обеспечивается поворот горизонтально уложенного аппарата и перевод его в вертикальное положение. При этом вначале опорная часть аппарата скользит, а затем отрывается от поверхности земли. После отрыва от земли аппарат за счет действия горизонтального усилия как бы вращается вокруг точки закрепления на крюке и занимает вертикальное положение. При этом монтажный кран остается неподвижным без поворота стрелы. При монтаже аппаратов сравнительно небольшой массы их начальное скольжение осуществляют по уплотненному грунту или по брусьям. Для аппаратов большой массы с целью облегчения скольжения их опорной части используют тележки или лыжи. Подъем аппаратов методом скольжения не требует применения сложных монтажных приспособлений, что сокращает время проведения подготовительных работ. Однако при этом методе необходимо применять краны с грузоподъемностью не меньше массы аппарата. Монтаж аппаратов колонного типа методом поворота вокруг шарнира лишен этого недостатка. В этом случае опорная часть аппарата устанавливается на поворотном шарнире, который располагают на таком расстоянии от фундамента, чтобы после перевода аппарата в вертикаль-

ное положение он точно оказался бы над опорной частью фундамента. Подъем аппарата в вертикальное положение в этом случае осуществляют поворотом его вокруг шарнира одним или двумя монтажными кранами. При большой массе аппарата для его подъема методом поворота вокруг шарнира используют специальные приспособления, обеспечивающие повышение грузоподъемности крана и его устойчивости. К этим приспособлениям, в частности, относятся специальные опоры под стрелу крана. После подъема аппарата в вертикальное положение проводят вторую операцию монтажа — наводку опорной части аппарата на фундамент (на фундаментные болты) и опускают на опорную поверхность фундамента. Высотную отметку опорной поверхности (обреза) фундамента, как правило, выполняют на 50—80 мм ниже проектной высотной отметки опорной поверхности аппарата. Это сделано для того, чтобы обеспечить строгую вертикальность колонного аппарата при его установке. Обработать строго горизонтально бетонную поверхность фундамента на проектной отметке — чрезвычайно трудоемкая и нереальная операция. Поэтому обрез фундамента и проектируют на отметке ниже проектной на 50—80 мм, а на обрез фундамента до начала монтажа аппарата укладывают наборы специальных подкладок. Каждый комплект пластин состоит из плоскопараллельной базовой подкладки толщиной 20 мм и двух клиновых подкладок, соприкасающихся между собой по наклонным поверхностям. Применение клиновых пластин позволяет плавно изменять их толщину за счет взаимного перемещения. Толщину комплекта пластин на каждом опорном участке заранее рассчитывают и устанавливают в намеченных точках опорной поверхности фундамента. На эти комплекты пластин и устанавливают опорной поверхностью колонный аппарат. После этого проводят выверку, т.е. проверку правильности установки аппарата по высоте и на вертикальность. Проверку по высоте (горизонтальность опорной поверхности аппарата) осуществляют путем подбора высоты подкладок. Выверку вертикальности установленного аппарата осуществляют геодезическим способом и с помощью двух теодолитов. При этом аппарат находится в застропованном состоянии, т.е. монтажный кран от аппарата не отводят и стропы с аппарата не снимают. С помощью монтажного крана аппарат слегка поднимают и путем подбора высоты подкладок добиваются его вертикальности. После выверки колонного аппарата проводят предварительную (неполную) затяжку фундаментных болтов, промежуток (пространство) между опорными поверхностями фундамента и аппарата заполняют бетонной смесью. После затвердевания бетонной смеси и набора ею необходимой прочности окончательно затягивают фундаментные болты.

Теплообменную аппаратуру (теплообменники, подогреватели, холодильники, конденсаторы) на ГПЗ поставляют с машиностроительных заводов в полностью подготовленном к монтажу состоянии (при

транспортабельных габаритах) или отдельными секциями (для негабаритного оборудования). Основная масса теплообменной аппаратуры устанавливается горизонтально и только в отдельных случаях используют вертикальные теплообменники. Горизонтальную теплообменную аппаратуру обычно устанавливают на два или три столбчатых железобетонных фундамента или на железобетонные этажерки. При монтаже теплообменной аппаратуры необходимо предусмотреть возможность компенсации температурных деформаций корпуса за счет устройства одной из опор подвижной в виде опоры скольжения. Монтаж теплообменной аппаратуры проводят одним или двумя монтажными кранами. Причем используют как индивидуальный монтаж теплообменников, так и групповой, когда монтаж теплообменников ведется блоками из двух аппаратов. Перед установкой аппарата на опорных частях фундамента укладывают стальные прокладки во избежание образования вмятин на корпусе. Горизонтальность установки аппарата проверяют гидростатическим уровнем. После выверки горизонтальности аппарата затягивают фундаментные болты на опорах. Причем на подвижной опоре гайки на фундаментных болтах затягивают не полностью, не доводя их на 1—1,5 мм до опорной поверхности, но с обязательной фиксацией контргайками. Наличие этого зазора и обеспечивает свободное перемещение корпуса аппарата при тепловом расширении. За последнее время на ГПЗ вместо кожухотрубчатых теплообменников широкое распространение получают аппараты воздушного охлаждения (АВО). АВО состоит из фундаментов, опорных стоек, лопастей вентилятора с электроприводом и теплообменной секции. С помощью вентилятора воздух с температурой наружной атмосферы прокачивается через межтрубное пространство теплообменной секции, а по трубкам секции перемещается охлаждаемая среда (газ или жидкость). За счет теплообмена с воздухом и происходит охлаждение среды. При монтаже АВО на подготовленных фундаментах вначале устанавливают электродвигатели с редукторами. После окончания монтажа электродвигателей проводят монтаж металлоконструкций опорной рамы. Причем вначале устанавливают вертикальные стойки, на которые монтируют верхнюю стальную раму. После выверки горизонтальности рамы ее соединяют со стойками с помощью раскосов. На раму устанавливают укрупненный блок коллектора с диффузором, который закрепляют на раме болтами. После этого проводят монтаж лопастей вентилятора с обязательной проверкой соосности осей вентилятора и диффузора. Монтаж АВО заканчивают установкой теплообменной секции с присоединением к ней входного и выходного коллекторов.

На ГПЗ функционируют технологические трубопроводы большой протяженности, различного назначения и диаметра (от 50 до 720 мм). Межцеховые трубопроводы соединяют отдельные цеха и установки ГПЗ между собой. Внутрицеховые технологические трубопроводы

обслуживают только отдельный цех или установку. Перед началом монтажа осуществляют приемку эстакад или отдельно стоящих опор. На практике применяют три метода монтажа надземных и наземных технологических трубопроводов на ГПЗ: секционный, укрупненными блоками и из отдельных труб. При секционном методе на строительной площадке или вблизи от нее организуют специальную сварочную базу. На этой базе три трубы (длиной по 12 м) соединяют сваркой в секции длиной 36 м. На этой же базе трубные секции покрывают слоем тепловой или антикоррозионной изоляции. Из таких секций и ведут монтаж технологического трубопровода. Секционный метод позволяет резко сократить объем сварочных и изоляционных работ, выполняемых непосредственно на эстакадах, и повысить уровень механизации сварочно-монтажных и изоляционных работ. Но особенно эффективен в сокращении времени монтажа и трудоемкости работ монтаж технологических трубопроводов укрупненными блоками. В этом случае на сборочной площадке собирают укрупненные блоки, состоящие из продольных несущих железобетонных балок или стальных ферм эстакады, обвязанных поперечными балками, на которые уложены полностью готовые секции трубопроводов с необходимой арматурой и деталями. Такие укрупненные блоки доставляют к месту монтажа на трейлерах, а при малых расстояниях — одним или двумя кранами (самоходными) или двумя трубоукладчиками. Вначале поднятый укрупненный блок наводят сверху на вертикальные стойки (колонны) в проектное положение. Наводку выполняют, добиваясь совмещения монтажных отверстий, а также разбивочных рисок, предварительно нанесенных на конструкции. После наводки и выверки установленных укрупненных блоков их временно закрепляют монтажными болтами и струбцинами. Окончательное закрепление укрупненных блоков и сварку монтажных стыков трубопроводов на верху эстакады проводят после установки всех укрупненных блоков в пределах одного температурного блока. Следует отметить, что монтаж технологических трубопроводов укрупненными блоками является наиболее прогрессивным и производительным. Однако этот метод требует выполнения большого объема подготовительной работы и высокой точности сборки на стенде укрупненных блоков. Монтаж технологических трубопроводов из отдельных труб — наиболее трудоемкий и малопроизводительный, так как сборку и сварку всех монтажных стыков трубопровода проводят на эстакаде или на опорах на высоте до 3—4 м с массовым применением ручного труда. Поэтому такой вид монтажа при новом строительстве ГПЗ практически не применяется. Для компенсации температурных (тепловых) деформаций (удлинений) технологических трубопроводов в конце каждого температурного блока устанавливают компенсаторы. На технологических трубопроводах используют различные конструкции компенсаторов: гибкие радиальные (нап-

ример, П-образные), осевые скользящие, гибкие (упругие) осевого типа. Наибольшее применение на технологических трубопроводах ГПЗ нашли гибкие радиальные компенсаторы П-образной формы. Эти компенсаторы воспринимают удлинение за счет упругого изгиба П-образного участка компенсатора. П-образный компенсатор состоит из прямых труб и крутоизогнутых или сварных колен. После установки и выверки П-образного компенсатора его соединяют с прямолинейными участками трубопровода короткими сварными швами, называемыми прихватками. Окончательную сварку этих стыковых соединений выполняют только после завершения сварки и окончательной выверки всего участка трубопровода. Кроме наземных и надземных технологических трубопроводов на ГПЗ находят применение подземные трубопроводы, прокладываемые в траншеях в специально устраиваемых каналах из сборного железобетона, а также подземные трубопроводы, укладываемые непосредственно в траншеи (так называемая бесканальная прокладка). При бесканальной прокладке технологических трубопроводов применяют специальную тепловую изоляцию, отличающуюся высокой прочностью и хорошей стойкостью против почвенной коррозии (битумоперлитная, керамзитобитумная и другие виды изоляции). Монтаж технологических трубопроводов в подземных каналах включает следующие основные этапы: рытье траншей (земляные работы), монтаж на дне траншей каналов из сборных железобетонных элементов (плит), установку в каналах опор, укладку в канал на опоры нитки трубопровода, покрытого изоляцией, закрытие каналов плитами и засыпка грунтом. Укладку и монтаж трубопровода также ведут по температурным блокам, начиная от неподвижной опоры в обе стороны. При бесканальной прокладке готовые секции труб со специальной изоляцией укладывают непосредственно на дно траншеи.

СООРУЖЕНИЕ КОМПРЕССОРНЫХ И НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Компрессорные станции магистральных газопроводов и насосные станции магистральных нефтепроводов проектируют и сооружают главным образом в комплектно-блочном исполнении. Это значит, что перекачивающие агрегаты, основное и вспомогательное технологическое оборудование станций поставляют в виде полностью подготовленных к монтажу блоков. Перекачивающие агрегаты размещают в групповых или индивидуальных зданиях, а также в транспортабельных габаритных укрытиях — блок-контейнерах и блок-боксах. Групповые и индивидуальные здания компрессорных и насосных станций — каркасные, со стальным облегченным каркасом. Стены и крыша этих зданий выполнены из легких трех- и двухслойных панелей. Трехслойная панель имеет рамку-каркас, закрытую с двух сторон листами оцинкованной стали, алюминиевого сплава или асбестоцемента. Внутри рамки-кар-

каса между покровными листами помещен слой теплоизоляции из эффективного легкого теплоизоляционного материала (жесткая минеральная вата, пенопласты — пенополиуретан, пенополистирол и др.). Применяют также бескаркасные панели, состоящие из слоя теплоизоляции и покровных листов. Двухслойная панель состоит из теплоизоляционного слоя и внешнего покровного листа из оцинкованной стали или алюминиевого сплава. Крупногабаритное технологическое оборудование размещают на открытом воздухе (например, пылеуловители, аппараты воздушного охлаждения). Малогабаритное технологическое оборудование размещают в транспортабельных блок-боксах и блок-контейнерах. На всех насосных станциях перекачивающие агрегаты размещают в общем здании, входящем в состав насосного цеха. В насосном цехе обычно размещают четыре перекачивающих агрегата. Каждый перекачивающий агрегат устанавливается на собственный фундамент и состоит из центробежного одноступенчатого магистрального насоса и привода — электродвигателя необходимой мощности.

На головных насосных станциях кроме перекачивающих агрегатов, основного и вспомогательного технологического оборудования сооружают парк из резервуаров общей вместимостью не менее трехсуточной пропускной способности магистрального трубопровода.

Основой компрессорной станции является компрессорный цех, осуществляющий собственно транспорт газа по магистральным газопроводам. Транспорт газа по газопроводу осуществляется за счет энергии, сообщаемой газу в газоперекачивающих агрегатах (ГПА). Каждый ГПА состоит из нагнетателя (одно- или двухступенчатого центробежного компрессора) и привода. В качестве привода используют газовые турбины или электродвигатели. Газоперекачивающие агрегаты с электроприводом размещают в общем здании компрессорного цеха; ГПА с приводом от стационарных газовых турбин, а также с приводом от судовых ГТУ — в индивидуальных зданиях (каждый агрегат имеет собственное здание), а ГПА с приводом от авиационных газовых турбин ГПА-Ц-6,3 и ГПА-Ц-16 — в блок-контейнерах, т.е. в транспортабельных габаритных укрытиях, в которых блоки ГПА устанавливают на заводе-изготовителе.

Все работы по сооружению насосных и компрессорных станций принято разделять на две группы: работы нулевого цикла и работы наземного цикла. К работам нулевого цикла относят подготовку строительной площадки, земляные работы, работу по устройству фундаментов под здания, перекачивающие агрегаты и технологическое оборудование, работы по сооружению подземных трубопроводов и инженерных коммуникаций. К работам наземного цикла относят работы по возведению зданий насосных и компрессорных цехов и вспомогательных зданий, монтажные работы по установке и закреплению на фундаментах в проектном положении перекачивающих агрегатов, техно-

логического оборудования, надземных и наземных технологических трубопроводов и коммуникаций, энергетических объектов, систем связи, телемеханики, водоснабжения, канализации. Работы по монтажу систем водоснабжения, канализации, энергоснабжения, связи, телемеханики относят к специальным строительным работам.

Для зданий насосного и компрессорного цехов, вспомогательных зданий, блок-боксов и блок-контейнеров, технологического оборудования широко применяют свайные фундаменты с железобетонными и стальными ростверками и безростверковые. Наряду с этим используют плитные и насыпные (типа подушек) фундаменты. Для перекачивающих агрегатов до последнего времени основным видом фундамента был массивный фундамент. Однако все большее применение находят свайные фундаменты. На головных частях забитых или изготовленных в грунте свай устанавливают специальную раму из стального проката, на которую устанавливают и закрепляют перекачивающий агрегат. Работы по устройству фундаментов на насосных и компрессорных станциях аналогичны описанным при обустройстве промыслов.

Монтаж зданий насосных и компрессорных цехов выполняют в следующей последовательности: монтаж стального каркаса зданий; монтаж ограждающих конструкций стен и крыши; отделочные работы в здании. Стальной каркас здания обычно выполняют не из отдельных элементов (колонн, балок-ригелей), а из предварительно собранных блоков. Каждый блок состоит либо из двух колонн, подкрановой балки и связей (колонный блок), либо из двух стропильных балок-ригелей и связей (блок покрытия). Применение блочного монтажа зданий позволяет ускорить процесс монтажа. Монтаж здания ведут самоходным монтажным краном с гусеничным или колесным ходом, перемещающимся вокруг здания. Этим же краном ведут монтаж ограждающих конструкций — трех- или двухслойных стеновых и кровельных панелей. Для ускорения монтажа с помощью специальных траверс осуществляют одновременный подъем трех-четырех панелей с последовательной их установкой в проектное положение. Кроме того, при монтаже стеновых панелей применяют специальный сборочный кондуктор (приспособление), на котором в горизонтальном положении на земле собирают на всю высоту стены полосу панелей и затем путем поворота устанавливают полосу (блок) панелей в проектное положение. После окончания монтажа в здании перекачивающих агрегатов и оборудования приступают к выполнению работ по устройству пола и к отделочным работам. Наиболее распространены полы с покровным слоем типа "террацо". При устройстве такого пола на бетонную подготовку укладывают выравнивающий слой — цементно-песчаную стяжку, а на стяжку — мозаичную смесь (цементно-песчаный раствор с добавкой мраморной крошки). После затвердевания покровного слоя (мозаичной смеси) его выравнивают и отделывают шлифовальной машинкой. От-

делочные работы включают штукатурные работы разделительной стенки, которая предназначена для разделения здания насосной или компрессорной станции на отделения привода (электродвигатели, газовые турбины) и насосов или центробежных нагнетателей. Задача разделительной стенки — не допустить проникновения паров нефти или газа в отделение привода во избежание взрыва и пожара при образовании искры или при высокой температуре нагрева. Если в качестве привода используются взрывобезопасные (взрывозащищенные) электродвигатели, то разделительная стенка не нужна. Разделительную стенку выполняют сборной из плит из легкого бетона со сплошным двухсторонним оштукатуриванием. Отделочные работы связаны со штукатуркой разделительной стенки, стальных колонн (при необходимости), с покраской оконных рам, дверей и ворот, внутренних трубопроводов.

Монтаж перекачивающих агрегатов на насосных и компрессорных станциях — наиболее ответственная и трудоемкая монтажная операция. Это связано с большой массой монтируемых агрегатов (до 160 т для ГТН-25), необходимостью высокой точности монтажа, значительными вибрационными нагрузками и воздействиями. Газоперекачивающие агрегаты с приводом от авиационных газовых турбин ГПА-Ц-6,3 и ГПА-Ц-16 поставляют с заводов-изготовителей в виде отдельных блоков, установленных в блок-контейнерах и полностью подготовленных к работе. В связи с этим монтаж таких перекачивающих агрегатов сводится к установке на свайный или плитный фундамент в определенной последовательности блок-контейнеров ГПА. При размещении газоперекачивающих агрегатов с приводом от стационарных турбин и судовых турбин в общих (для ГПА-СТД-12500) и индивидуальных зданиях (для остальных ГПА этого типа), а также насосных агрегатов в общих зданиях применяют два метода монтажа: до монтажа здания или индивидуальных зданий цеха; после окончания монтажа зданий, т.е. в готовых зданиях. При использовании первого метода создаются лучшие условия для механизированного монтажа с применением самоходных монтажных кранов необходимой грузоподъемности и при любой длине вылета стрелы. Однако при этом на качество монтажа оказывают сильное влияние температура окружающего воздуха и атмосферные осадки. При втором методе ухудшаются условия монтажа, так как внутри одноэтажных зданий малой площади и высоты невозможно применять самоходные монтажные краны и приходится использовать лебедки для затаскивания блоков агрегатов через ворота и смонтированные в здании мостовые краны для установки блоков на фундамент. Но в этом случае ведение монтажных работ практически не зависит от погодных условий и температуры окружающего воздуха. На практике по возможности применяют первый метод монтажа. Блоки перекачивающих агрегатов доставляют на трейлерах непосредственно на фундамент с последующим подъемом на высоту 300—400 мм

от уровня платформы трейлера. После этого трейлер вывозят из-под блока за пределы фундамента, а сам блок плавно опускают на опорную поверхность фундамента. Если по каким-то причинам невозможен въезд трейлера с блоком на фундамент, то трейлер устанавливают рядом с фундаментом, а блок устанавливают на фундамент монтажным краном с поворотом стрелы. Для газоперекачивающих агрегатов с приводом от судовых газовых турбин ГПУ-10 собственно газовая турбина (привод) поставляется отдельным готовым блоком в транспортном контейнере. После установки блока на фундамент транспортный контейнер удаляют. Центробежный нагнетатель поставляют в виде отдельного блока. Монтаж ГПА этого типа ведут в следующем порядке. Вначале монтируют индивидуальное здание для укрытия агрегата. Затем на фундамент устанавливают центробежный нагнетатель с помощью монтажного крана или крана-трубоукладчика большой грузоподъемности. После окончания монтажа центробежного нагнетателя проводят монтаж газотурбинного двигателя в транспортном контейнере. Для того чтобы доставить газотурбинный двигатель в готовое индивидуальное здание, применяют инвентарные катки, перемещаемые по рельсовому пути. Рельсовый путь устанавливают заранее. Перед зданием на рельсовом пути устраивают временные опоры из деревянных инвентарных подкладок (шпал). На эти временные опоры устанавливают блок газотурбинного двигателя массой 40 т с помощью самоходного монтажного крана. На раме двигателя закрепляют стальные катки, блок двигателя вновь поднимают, временные опоры из подкладок удаляют и опускают на рельсовый путь на опорные стальные катки. Затем с помощью полиспастов и лебедок блок двигателя на катках по рельсовому пути перемещают на фундамент. Далее с помощью четырех домкратов блок двигателя поднимают на высоту, позволяющую удалить катки, а после удаления катков с помощью тех же домкратов плавно опускают на опорную поверхность фундамента. После установки перекачивающего агрегата на фундамент любым из описанных способов проводят выверку агрегата в вертикальной и горизонтальной плоскостях, подливку фундаментов мелкозернистой бетонной смесью и окончательно закрепляют с помощью фундаментных (анкерных) болтов.

На насосных и компрессорных станциях кроме перекачивающих агрегатов необходимо смонтировать большое количество различного по назначению технологического оборудования и трубопроводов. Технологическое оборудование компрессорных станций включает аппаратуру для очистки газа от механических примесей и влаги (вертикальные колонные аппараты — пылеуловители и комбинированные установки с дополнительными фильтрами), аппараты воздушного охлаждения газа после компримирования перед подачей в магистральный газопровод, системы различного оборудования для обслуживания ГПА, управления процессами компримирования и подготовки газа. На на-

сосных станциях технологическое оборудование включает фильтры-грязеуловители, сборник утечки нефти и нефтепродуктов, гасители ударной волны, оборудование, обслуживающее насосные перекачивающие агрегаты.

Для монтажа технологических трубопроводов насосных и компрессорных станций используют индустриальные методы. При строительстве подземных технологических трубопроводов в условиях сборочных площадок проводят укрупненную сборку и сварку отдельных труб в секции длиной до 36 м. На этих же площадках или в заводских условиях производят сборку и сварку трубных узлов. Трубные секции на этих же площадках покрывают антикоррозионной изоляцией. Готовые трубные узлы и секции доставляют для монтажа на строительную площадку. На компрессорных станциях монтируют следующие технологические трубопроводы: узел подключения компрессорной станции к магистральному газопроводу; подводящие газопроводы к компрессорному цеху; обвязочные трубопроводы компрессорного цеха; трубопроводы, расположенные внутри здания компрессорного цеха и подключающие центробежный нагнетатель к наружным трубопроводам. На насосных станциях система технологических трубопроводов включает узел подключения насосной станции к магистральному нефте- или нефтепродуктопроводу; трубопроводы, соединяющие резервуарный парк (при его наличии) с подпорной насосной станцией и насосным цехом; внутренние трубопроводы, обвязывающие насосные агрегаты и соединяющие их с внешними трубопроводами; трубопроводы, соединяющие насосный цех с блок-боксом регулятора давления, блоком фильтров-грязеуловителей и сборником утечки нефти и нефтепродуктов.

На компрессорных станциях наиболее сложен монтаж трубопроводов по обвязке центробежных нагнетателей. Перед началом монтажных работ проводят приемку фундаментов под трубные узлы и траншеи для подземных трубопроводов. Трубные узлы и секции подают к месту монтажа кранами-трубоукладчиками необходимой грузоподъемности. Все трубные узлы пронумеровывают и в соответствии с проектом устанавливают и соединяют с помощью сварки. Повышению производительности и точности сборки трубных узлов и секций способствует применение специального стенда. Такой стенд состоит из рельсового пути, на котором установлены на роликах рамы из двух швеллеров. На раме установлены перемещающиеся опоры с регулируемой по высоте опорной частью. Рельсовый путь предварительно тщательно выверяют на горизонтальность положения. На сборочном стенде можно вести сборку сразу нескольких трубных узлов. На насосной станции монтаж обвязки насосных агрегатов также ведут из предварительно собранных трубопроводных узлов.

Монтаж линейных участков внутриплощадочных подземных тех-

нологических трубопроводов проводят из предварительно сваренных и заизолированных трубных секций. Каждая секция опускается на дно траншеи двумя трубоукладчиками. Сварка секций выполняется на дне траншеи. Для удобства и обеспечения необходимых условий для сварки в траншеях через каждые 36 м устраивают уширения и углубления, называемые приямками.

На насосных и компрессорных станциях, особенно сооружаемых в северных районах Тюменской области, значительное распространение получили надземная и наземная виды прокладки технологических трубопроводов.

СООРУЖЕНИЕ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Технологию и организацию работ по сооружению наиболее распространенных вертикальных стальных цилиндрических резервуаров можно разделить на два этапа: сооружение искусственного основания и фундаментов под резервуары и собственно монтаж резервуаров. Состав работ по сооружению оснований и фундаментов под резервуары зависит от объема и массы резервуара, а также от характера грунтов на строительной площадке. На обычных (нормальных) грунтах средней полосы резервуары вместимостью до 5 тыс. $м^3$ включительно сооружают на грунтовом основании, на поверхности которого располагают песчаную подушку, покрытую гидрофобным слоем, предохраняющим стальное днище резервуара от коррозии под действием агрессивных почвенных вод. При возведении грунтовых фундаментов вначале с помощью бульдозеров снимают верхний слой растительного грунта (почвы). Глубина этого слоя — 300—500 мм. После планировки основания на него слоями по 15—20 см наносят местный грунт (суглинок, супесь и др.) с послойным уплотнением машинными катками. На поверхность грунтового фундамента аналогичным способом наносят песчаную подушку из чистого песка средней крупности, которую покрывают сверху гидрофобным слоем толщиной 80—200 мм. Гидрофобный слой состоит из супесчаного грунта, пропитанного черными органическими вяжущими веществами (нефтяной битум, каменноугольный деготь, мазут и др.). Песчаную подушку возводят с уклоном от центра к периферии, равным 1 : 50.

Для резервуаров вместимостью 10 тыс. $м^3$ и выше кроме грунтового фундамента и песчаной подушки устраивают кольцевой железобетонный, который располагают под стенкой цилиндрического корпуса резервуара. Этот фундамент предназначен для восприятия нагрузки от стенок корпуса резервуара. Обычно кольцевой фундамент монтируют из отдельных железобетонных плит с последующим замоноличи-

ванием путем сварки выпусков арматуры и заполнения стыкового пространства мелкозернистым бетоном.

На слабых грунтах Среднего Приобья в Западно-Сибирском нефтегазовом регионе резервуары сооружают на свайных основаниях. В этом случае на предварительно спланированной площадке с помощью сваебойных агрегатов, оснащенных дизель-молотом, забивают сваи. Применяют также буронабивные сваи, изготовляемые в скважинах, предварительно пробуренных в грунте. После окончания забивки свай и срезки на один проектный уровень головных частей свай на последних монтируют прерывистые (несплошные) ростверки в виде плоских железобетонных плит, уложенных с оставлением промежутков, на которые и монтируют плоское днище резервуара.

После проверки горизонтальности и приемки основания приступают к монтажу резервуара. В настоящее время основным методом монтажа резервуаров является индустриальный метод монтажа из рулонных заготовок заводского изготовления. При этом методе исходную заготовку — стальной лист размером 1,5 × 6 или 1,25 × 2,5 м — поставляют с металлургических заводов на заводы резервуарных заготовок, где на специальных стендах из этих листов изготовляют заготовки-полотнища стенки корпуса и днища резервуара, сворачиваемые в рулоны. Минимальный диаметр таких рулонов ограничивается предельными значениями упругих напряжений в металле, а максимальный — предельными транспортными габаритами (3,2 м). Стационарные крыши резервуаров изготовляют в виде отдельных плоских габаритных щитов (для резервуаров вместимостью до 5 тыс. $м^3$ включительно) и в виде сферических щитов (для резервуаров вместимостью 10 тыс. $м^3$ и выше). Плавающие крыши поставляют с заводов в виде рулонов средней части (полотнища) и отдельных полых коробов-понтонов. Листы в заводских заготовках-рулонах соединяют двухсторонней автоматической сваркой под слоем флюса, что обеспечивает высокую производительность труда, хорошее качество и высокую надежность сварных соединений. Число рулонных заготовок, поставляемых с заводов-изготовителей, для монтажа одного резервуара зависит от его вместимости и колеблется для стенки корпуса от 1 (для резервуаров вместимостью до 5 тыс. $м^3$) и до 8 (для резервуаров вместимостью 50 тыс. $м^3$), а для днища — от 2 до 4. Изготовленные на заводах рулонные заготовки и щиты в районы строительства доставляют различными видами транспорта: железнодорожным, водным, автомобильным, а непосредственно к месту монтажа — на трейлерах с автомобильными или тракторными тягачами.

Монтаж резервуара начинают с монтажа днища, который ведут в следующей последовательности: монтаж периферийных листов днища, называемых окрайками (если они поставляются отдельно от полотнища днища); доставка рулонов днища на основание, разворачи-

вание рулонов днища и соединение отдельных полотнищ монтажными сварными швами. Для доставки рулона днища на основание устраивают земляной пандус, по которому его закатывают с использованием трактора в качестве тягача. Если окрайки поставляют отдельно от полотнища, то до закатывания рулона их укладывают по периферии основания и сваривают стыковым швом на длине примерно 250 мм. Рулоны днища раскатывают на основании с помощью двух тракторов — тягача и тормозного. Применение тормозного трактора необходимо во избежание самопроизвольного разворачивания рулона после освобождения удерживающих планок. Рулон днища закатывают и разворачивают с помощью простейшего приспособления — траверсы с осью. Развернутые полотнища (части днища) укладывают с нахлесткой в 30—40 мм и затем соединяют автоматической электродуговой сваркой под флюсом одновременно двумя сварочными тракторами. Причем каждый трактор выполняет сварку по направлению от центра днища к периферии. После окончания монтажа днища определяют его геометрический центр. В этом месте устанавливают центр специального разметочного приспособления (типа гигантского циркуля), с помощью которого на днище наносят окружность диаметром, равным наружному диаметру нижнего пояса стенки корпуса резервуара.

Монтаж стенки корпуса резервуара включает четыре основных этапа: доставку рулона или рулонов стенки корпуса на днище, установку их в вертикальное положение; разворачивание рулонов стенки корпуса в вертикальную цилиндрическую оболочку; сварку монтажных сварных соединений. Одновременно с разворачиванием и монтажным закреплением стенки корпуса ведут монтаж щитов стационарного покрытия (крыши). Рулоны стенки корпуса с максимальной массой 60 т и высотой до 18 м закатывают на днище с помощью трактора-тягача. В вертикальное положение рулоны стенки корпуса устанавливают различными способами: тяговым трактором с применением специального приспособления — падающего А-образного шевра; самоходным краном соответствующей грузоподъемности с применением различных монтажных приспособлений (поворотные шарниры, съемные кронштейны, грузовые полиспасты). После установки рулона в вертикальное положение приступают к его разворачиванию. Разворачивание рулона стенки корпуса — ответственная монтажная операция, так как в процессе разворачивания следует обеспечить не только необходимое проектное положение стенки корпуса, но и обеспечить ее устойчивость. После окончания подъема рулона в центре днища устанавливают и закрепляют расчалками постоянную (для резервуаров вместимостью до 5 тыс. $м^3$) или временную (для резервуаров вместимостью 10—20 тыс. $м^3$) монтажную стойку. Рулон стенки корпуса резервуара устанавливают так, чтобы начальная кромка полотнища стенки корпуса совпала с линией разметки окружности наружной по-

верхности стенки корпуса. В верхней и нижней частях рулон корпуса стягивают канатами, удерживаемыми тракторами. Рабочий-газорезчик, перемещаясь сверху вниз, разрезает удерживающие планки на рулоне. Для точной фиксации стенки корпуса в проектном положении на днище резервуара через определенные расстояния приваривают фиксаторы-упоры из коротких отрезков прокатных уголков. Разворачивание рулонов стенки корпуса осуществляют тракторами. Канат, закрепленный на тяговом тракторе, с помощью специального приспособления (монтажной скобы) присоединяют к разворачиваемой кромке полотнища рулона. Для обеспечения устойчивости начальную кромку полотнища закрепляют растяжками и после развертывания на длину 3—3,5 м приваривают прихватками к днищу. По мере разворачивания рулона монтажную скобу приваривают к новому участку полотнища, и процесс разворачивания продолжают с фиксацией проектного положения развернутого участка полотнища короткими швами-прихватками. После разворачивания и закрепления полотнища стенки корпуса на длине окружности 10—12 м приступают к параллельному монтажу щитов крыши резервуара. Монтаж щитов крыши осуществляют самоходным гусеничным краном, который перемещается вокруг резервуара за его пределами. Щиты крыши при необходимости заранее укрупняют на специальном стенде укрупнительной сборки, что сокращает объем сварочно-монтажных работ на верху резервуара. У резервуаров вместимостью 10 тыс. $м^3$ и более по всему периметру у верхней кромки стенки корпуса устанавливают кольцо жесткости, изготовленное из отдельных отрезков швеллера, заранее изогнутых по радиусу стенки корпуса. При монтаже щитов крыши внешним торцом их опирают на верхнюю кромку стенки корпуса и опорное кольцо, а внутренним — на поверхность центрального щита, установленного на центральной стойке (постоянной или временной — монтажной). Заключительная монтажная операция при сооружении резервуара — сварка монтажных соединений, к которым относятся вертикальные сварные соединения между полотнищами рулонов стенки корпуса, а также двухстороннее тавровое (угловое) соединение между нижним поясом стенки корпуса и окрайками днища и верхнее кольцевое сварное соединение между верхним поясом корпуса и щитами крыши. Сварку монтажных сварных швов резервуара ведут в следующей последовательности. Вначале выполняют сварку двухстороннего нижнего кольцевого шва, которую начинают не от кромки полотнища, а отступив примерно на 3 м. Это необходимо для обеспечения последующих формирования и сварки вертикального монтажного шва. Нижний кольцевой монтажный шов имеет большую протяженность (до 200 м). Если сварку такого шва вести последовательно и непрерывно, то в металле возникнут значительные деформации (коробления) и остаточные напряжения. Поэтому сварку нижнего кольцевого шва ведут так называе-

мым обратноступенчатым способом. При этом весь шов разбивают на отдельные участки (длиной до 3 м) и сварку каждого участка ведут в направлении, обратном общему направлению сварки. Сваривают шов одновременно как с наружной, так и с внутренней стороны стенки корпуса резервуара. Параллельно со сваркой нижнего кольцевого шва аналогичным способом ведут сварку верхнего кольцевого шва. Наибольшую трудность представляет сварка вертикальных монтажных швов между полотнищами рулонов стенки корпуса в связи с необходимостью обеспечения прямолинейности сборки стыкового шва. Формирование замыкающих стыковых монтажных швов проводят с помощью специального приспособления.

При сооружении вертикальных цилиндрических резервуаров с плавающей крышей после окончания монтажа днища (до начала монтажа стенки корпуса) приступают к монтажу плавающей крыши. Предварительно на днище проводят разметку осей коробов понтона, а также мест расположения опорных стоек на полотнище плавающей крыши. После этого на днище резервуара доставляют рулоны полотнища плавающей крыши, разворачивают их на днище. После окончания монтажа центральной части плавающей крыши на ней также размечают места расположения опорных стоек. Затем приступают к монтажу стенки корпуса. По мере разворачивания рулонов стенки корпуса ведут монтаж периферийных пустотелых коробов понтона. Короба между собой соединяют на накладках внахлестку, а с центральным полотнищем ручной сваркой также внахлестку. На размеченных местах центральной части плавающей крыши кислородной резкой прорезают отверстия, в которые устанавливают трубчатые стойки. Чтобы присоединить верхние концы стоек к центральной части плавающей крыши, ее необходимо поднять на высоту примерно 2 м. Для этого после окончания монтажа корпуса под плавающую крышу через трубопровод, врезанный в крышу люка-лаза, закачивают воду, за счет чего крыша поднимается на необходимую высоту. В таком положении к полотнищу плавающей крыши с помощью сварки присоединяют стойки. После удаления воды из резервуара плавающая крыша будет опираться на днище через стойки. Другая особенность монтажа резервуаров с плавающей крышей связана с необходимостью монтажа верхней балконной площадки и колец жесткости, размещенных через определенные интервалы вокруг стенки корпуса. Отсутствие стационарного покрытия в таких резервуарах значительно уменьшает жесткость стенки корпуса, что и требует принятия дополнительных мер к повышению жесткости стенки корпуса.

Кроме описанного индустриального монтажа для крупных резервуаров вместимостью 50 тыс. $м^3$ и более применяют также комбинированный метод, когда первые три пояса стенки корпуса резервуара выполняют полистовым методом, а остальную часть стенки корпуса — описанным индустриальным методом из рулонных заготовок

заводского изготовления. При полистовом методе монтаж части стенки корпуса выполняют из отдельных листов увеличенного размера (2 × 8 м). Для сокращения объема сварочных работ в неудобном вертикальном положении предварительно два листа сваривают на сборочном стенде здесь же на строительной площадке. В зарубежных странах (США, ФРГ, Франция, Япония и др.) основным методом сооружения вертикальных цилиндрических резервуаров является полистовой метод.

После окончания монтажа резервуаров проводят их испытания на прочность и плотность путем постепенного заполнения водой до проектного уровня. Если в стенке корпуса резервуара не будут замечены отпотевания, повреждения стенки, подтеки из-под днища, то резервуар считается выдержавшим испытания. Обнаруженные при испытаниях неплотности и трещины ликвидируют при выпуске воды ниже уровня обнаружения дефектов, а затем продолжают испытания. Обычно после достижения проектного уровня залива резервуара водой его выдерживают в течение 30 мин и приступают к внешнему осмотру. Если в резервуаре при этом не обнаруживают дефектов, то его оставляют в залитом водой (нагруженном) состоянии в течение 24 ч (для резервуаров вместимостью не более 5 тыс. $м^3$) или 72 ч (для резервуаров вместимостью 10 тыс. $м^3$ и более). Затем проводят испытание стационарной крыши на плотность при полной герметизации резервуара. При подъеме уровня воды под крышей резервуара воздух сжимается и увеличивает давление на крышу. Давление доводят до 2,5 кПа и ведут наблюдение за сварными швами на крыше, которые предварительно промазывают мыльным раствором для обнаружения выхода воздуха в местах дефектов. По результатам испытаний составляют акт.

СООРУЖЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ДЛЯ ГАЗА И НЕФТИ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ

Подземные хранилища для газа обычно устраивают в пористых подземных пластах, специально разведанных или выработанных при эксплуатации газовых месторождений. Сами подземные хранилища входят в состав станций подземного хранения газа (СПХГ). СПХГ включает подземные сооружения (газовые эксплуатационные и нагнетательные скважины) и наземные сооружения (компрессорный цех, газораспределительный пункт, установки для очистки и осушки газа, технологические трубопроводы). Бурение и обустройство газовых эксплуатационных и нагнетательных скважин для закачки газа в пласт и обратного его отбора осуществляют специализированные организации Мингазпрома СССР.

Из наземных сооружений наиболее крупным является компрессорный цех для закачки в подземные пласты газа под давлением до 15 МПа.

Компрессорный цех оснащают поршневыми газомотокомпрессорами, а также менее громоздкими и производительными ГПА с центробежными нагнетателями. Газомотокомпрессор — многоцилиндровый поршневой компрессор с приводом от многоцилиндрового газового поршневого двигателя. Цилиндры компрессора расположены горизонтально, а цилиндры газового двигателя вертикально. Основой газомотокомпрессора служит массивная рама. На опорных поверхностях рамы установлен коленчатый вал, который с помощью шатунов соединен с поршнями газового двигателя и компрессора. На раму установлены также цилиндры с поршнями компрессора и газового двигателя. В качестве топлива для двигателя внутреннего сгорания мотокомпрессора применяют природный газ. Газовый двигатель через кривошипно-шатунную систему вращает коленчатый вал, а от коленчатого вала через кривошипно-шатунную систему обеспечивается возвратно-поступательное движение поршня газового компрессора. Недостатки газомотокомпрессора — низкая производительность, а с точки зрения монтажа — громоздкость, не обеспечивающая возможность блочной поставки, что и вызывает большую трудоемкость монтажа непосредственно на месте его установки. Монтаж газомотокомпрессора на подготовленном фундаменте начинают с установки и закрепления рамы с картером. Горизонтальность установленной на фундаменте рамы проверяют в продольном и поперечном направлениях с помощью уровня. Выверку рамы осуществляют с перемещением регулировочных винтов, ввинчиваемых в специальные гнезда основания рамы. После окончания выверки проводят предварительную затяжку фундаментных болтов с последующей подливкой рамы мелкозернистой бетонной смесью. После набора бетоном прочности не менее 70 % проектной проводят повторную проверку рамы на горизонтальность, вывинчивают регулировочные болты и окончательно затягивают фундаментные болты тарировочными ключами. На смонтированную раму устанавливают коленчатый вал. На монтаж коленчатого вала установлены достаточно жесткие допуски, например, биение фланца на торце коленчатого вала для крепления маховика не должно превышать 0,02 мм. Поэтому установка коленчатого вала является ответственной монтажной операцией. Коленчатый вал устанавливают на нижние половины подшипников скольжения с вкладышами, предварительно смонтированными на раме. Проверку горизонтальности установки коленчатого вала предварительно проводят еще до подливки рамы бетонной смесью. После окончания подливки и затвердевания бетонной смеси начинают работу по пригонке вкладышей к поверхностям шеек коленчатого вала. Необходимую плотность прилегания вала к вкладышам подшипников проверяют путем нанесения краски на опорные поверхности вкладышей подшипников. Одновременно с этим контролируют степень расхождения щек коленчатого вала. Этот вид контроля осуществляют путем

замера по высоте расстояний между поверхностями щек коленчатого вала. Расстояния между щеками измеряют индикатором с ножками. После выверки коленчатого вала затягивают болты на крышках подшипников, а на торец коленчатого вала монтируют маховик. Закончив работу по монтажу коленчатого вала, приступают к монтажу станины компрессорных и силовых цилиндров. Крепление станины выполняют на длинных шпильках. При этом плотность прилегания опорных поверхностей станины и рамы должна быть очень высокой (при проверке в зазор между поверхностями не должна проходить пластинка щупа толщиной 0,04 мм). До установки цилиндров или их блоков проверяют состояние зеркала внутренних рабочих поверхностей и опорных поверхностей цилиндров, а также эллипсность цилиндров. При установке цилиндров проверяют соосность цилиндров, направляющих крейцкопфов и шеек коленчатого вала. При этом оси цилиндров должны проходить через середину шатунных шеек коленчатого вала. Обнаруженную неперпендикулярность цилиндров и опорных поверхностей станины исправляют путем опиливания и шабрения опорных поверхностей. Применение для этих целей каких-либо прокладок не допускается. Причем вначале монтируют горизонтальные цилиндры (компрессорные), а затем вертикальные (силовые). Одновременно с этим ведут монтаж шатунно-поршневых групп. Поршень с кольцами и прицепленными шатунами вводят внутрь каждого цилиндра с помощью специального приспособления, а после этого шатуны соединяют с шейками коленчатого вала. После окончания сборки поршней цилиндры закрывают крышками. Монтаж газомотокомпрессоров заканчивают установкой вспомогательного оборудования (системы смазки, системы зажигания и др.).

Для хранения нефти и нефтепродуктов применяют подземные хранилища в виде емкостей, образованных в мощных пластах каменной соли путем ее вымывания водой. В этом случае на месторождениях каменной соли, где имеются мощные соляные пласты толщиной не менее 30 м, и на глубине не более 1200 м соль из пласта вымывают водой с одновременным получением ценного сырья для химической промышленности (насыщенного водного раствора натрия) и внутренней подземной полости большого объема (до 15 тыс. $м^3$). Для этого через скважину, пробуренную на месторождении каменной соли, путем закачки воды размывают пласт каменной соли и параллельно удаляют образующийся водный солевой раствор. В эти искусственные полости (хранилища) через обсадные трубы закачивают нефть или нефтепродукт. Отбор нефти или нефтепродукта из подземного хранилища осуществляют путем закачки через центральную трубу насыщенного раствора хлористого натрия (рассола), который и выжимает нефть или нефтепродукт на поверхность через обсадную трубу. Поэтому в число наземных сооружений этого типа хранилищ входит рассолохранили-

ще в виде земляного открытого хранилища. Строительство подземной емкости путем размыва пластов каменной соли выполняют специализированные организации. Эти организации ведут монтаж земных сооружений, в состав которых входят рассолохранилище, насосные станции и технологические трубопроводы. Для сооружения рассолохранилища с помощью бульдозеров возводят котлован, глубина и размеры в плане которого зависят от вместимости хранилища. На поверхности по контуру котлована устраивают земляные валы. Трубопроводы станции подземного хранилища обычно выполняют подземными. Технология и организация строительства не отличаются в этом случае от описанных для трубопроводов насосных и компрессорных станций, а также нефтяных и газовых промыслов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абдуллин Ф.С.* Добыча нефти и газа. — М.: Недра, 1983.
2. *Афанасьев В.А., Бобрицкий Н.В.* Сооружение резервуаров для хранения нефтей и нефтепродуктов. — М.: Недра, 1980.
2. *Басниев К.С.* Добыча и транспорт газа. — М.: Недра, 1984.
4. *Березин В.Л., Бобрицкий Н.В.* Сооружение насосных и компрессорных станций. — М.: Недра, 1985.
5. *Бородавкин П.П., Березин В.Л.* Сооружение магистральных трубопроводов. — М.: Недра, 1987.
6. *Видецкий Ю.В.* Бурение нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1985.
7. *Индустриализация* строительства объектов нефтяной и газовой промышленности. Под редакцией Ю.П. Баталина. — М.: Недра, 1986.
8. *Комплектно-блочное* строительство объектов нефтяной и газовой промышленности. Справочное пособие. Под редакцией Ю.П. Баталина, В.Г. Чиркова, Г.И. Шмаля. — М.: Недра, 1986.
9. *Коротаев Ю.П., Ширковский А.И.* Добыча, транспорт и подземное хранение газа. — М.: Недра, 1984.
10. *Муравьев В.М.* Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1978.
11. *Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н.* Спутник нефтяника и газовика. Справочник. — М.: Недра, 1985.
12. *Середа Н.Г., Муравьев В.М.* Основы нефтяного и газового дела. — М.: Недра, 1980.
13. *Сидоров Н.А.* Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1982.
14. *Элияшевский И.В.* Технология добычи нефти и газа. — М.: Недра, 1985.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 3

Глава 1. Основные сведения о нефтяной и газовой промышленности 5

Нефть и газ в жизни человека 5

История развития и состояние нефтяной промышленности 7

История развития и состояние газовой промышленности 16

Путь нефти и газа от месторождения до потребителя 20

Глава 2. Основные сведения о геологии, добыче и переработке нефти, газа и газового конденсата 23

Основные физико-химические и товарные свойства нефти, газа и газового конденсата 23

Основы геологии нефтяных и газовых месторождений 27

Бурение нефтяных и газовых скважин 37

Методы добычи нефти 49

Методы добычи газа и газового конденсата 64

Сбор и подготовка нефти и газа к дальнему трубопроводному транспорту на нефтяных и газовых промыслах 68

Основы переработки нефти 81

Основы переработки газа и газового конденсата 84

Глава 3. Транспортировка нефти, газа, газового конденсата и продуктов их переработки 87

Роль транспорта в формировании топливно-энергетического баланса страны 87

Краткая технико-экономическая характеристика видов транспорта нефти и нефтепродуктов 89

Технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 93

Способы транспортировки газа и газового конденсата 96

Другие области применения трубопроводного транспорта 99

Глава 4. Хранение нефти, газа, газового конденсата и продуктов их переработки 101

Хранение нефти и нефтепродуктов 101

Хранение газа 114

Глава 5. Сооружение магистральных трубопроводов 116

Состав сооружений и работ, выполняемых при строительстве магистральных трубопроводов 116

Подготовительные и транспортные работы 118

Основы технологии и организации строительных работ 125

Строительство переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия 148

Контроль строительных работ, испытания и приемка в эксплуатацию магистральных трубопроводов 154

Глава 6. Сооружение наземных объектов нефтяной и газовой промышленности 160

Комплектно-блочный метод строительства наземных объектов нефтяной и газовой промышленности 160

Обустройство нефтяных и газовых промыслов 164

Строительство газоперерабатывающих заводов 169

Сооружение компрессорных и насосных станций магистральных трубопроводов 175

Сооружение резервуарных парков для хранения нефти и нефтепродуктов 180

Сооружение подземных хранилищ для газа и нефти и газораспределительных станций 185

Список литературы 189