

А. А. Коршак, А. М. Шаммазов

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

Рекомендовано Министерством образования Российской Федерации
в качестве учебника для студентов высших учебных заведений
по направлению «Нефтегазовое дело»

Издание третье, исправленное и дополненное

ДизайнПолиграфСервис
Уфа 2005

УДК 622
ББК 26.341.1
К11

Рецензенты:

*доктор технических наук, профессор Валеев М. Д.,
зам. директора «БашНИПИнефть»;
кафедра «Проектирование и эксплуатация
нефтегазопроводов и хранилищ»
Тюменского государственного нефтегазового университета*

Коршак А. А., Шаммазов А. М.

К11 Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. — 3-е изд., испр. и доп. — Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. — 528 с.: ил.

ISBN 5-94423-066-5

Рассмотрен тот минимум вопросов, которые должен знать каждый, кто готовится стать инженером-нефтяником. Описаны история применения нефти и газа, развитие и современное состояние нефтяной и газовой промышленности России, взгляды на происхождение нефти. Приводятся сведения о крупнейших месторождениях и мировых запасах нефти и газа. Даны начальные сведения о поиске и разведке нефтяных и газовых месторождений, бурении скважин, разработке залежей и переработке нефти и газа. Освещаются вопросы транспорта, хранения и распределения нефти, нефтепродуктов и газа, а также проектирования и сооружения трубопроводов и хранилищ.

УДК 622
ББК 26.341.1

ISBN 5-94423-066-5

© ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005
© Коршак А. А., Шаммазов А. М., 2005

A. A. Korshak, A. M. Shammazov

Fundamentals of oil and gas recovery

Fundamental points to be known by everyone who is going to become an oil engineer have been considered. The history of oil and gas application, the development and modern state of oil and gas industry in Russia, different views on origin of oil have been described. The book informs about oil and gas reserves in the world and the largest world deposits. Introduction is given to oil and gas fields search and exploration, wells drilling, fields development, oil and gas refining. Such aspects as transportation, storage and distribution of oil, oil products and gas, as well as pipelines and storages design and construction are covered.

DesignPolygraphService
Ufa 2005



КОРШАК Алексей Анатольевич

Член-корреспондент РАЕН, доктор технических наук, профессор, почетный работник высшего образования Российской Федерации, лауреат премии Ленинского Комсомола в области науки и техники. Специалист в области трубопроводного транспорта высоковязких и нестабильных жидкостей, а также прогнозирования и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. Заведующий кафедрой «Гидравлика и гидромашин» Уфимского государственного нефтяного технического университета. Автор более 200 научных трудов в области транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа.

KORSHAK Aleksei Anatolievich

Member-correspondent of the Russian Academy of Natural Science, Professor. Honorary employee of Higher Professional Education of the Russian Federation. The Lenin Komsomol Prize laureate in the sphere of science and technique. Specialist in the sphere of pipeline transportation of unstable liquids and reducing losses of oil and oil refinery products from evaporation. The chief of the hydraulics and hydromachines department of Ufa State Petroleum Technological University.

Тел./phone: (3472) 43-19-16

Уфимский государственный нефтяной технический университет: 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.
Ufa State Petroleum Technological University: 450064, Russia, Ufa, Cosmonavtov str., 1.



ШАММАЗОВ Айрат Мингазович

Действительный член Международной академии нефти, Академии горных наук, Академии естественных наук, член-корреспондент Академии наук Республики Башкортостан, доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки Российской Федерации, почетный работник высшего образования Российской Федерации, лауреат премии им. И. М. Губкина. Специалист по трубопроводному транспорту нефти и газа в сложных условиях эксплуатации. Ректор Уфимского государственного нефтяного технического университета, заведующий кафедрой «Транспорт и хранение нефти и газа». Автор около 250 научных трудов в области транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа.

SHAMMAZOV Airat Mingasovich

Member of the International Academy of oil, Academy of Mining Science, the Russian Academy of Natural Science, Professor. Honorary employee of Higher Professional Education of the Russian Federation. The Gubkin Prize laureate. Specialist in the sphere of oil and gas pipeline transportation in complicated conditions of exploitation. Rector of Ufa State Petroleum Technological University, the chief of the oil and gas pipeline transportation department.

Тел./phone: (3472) 42-03-70

Предисловие

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является одной из основ экономики России. Сотни тысяч его специалистов трудятся во всех уголках нашей Родины, обеспечивая ее нефтью и газом. Кроме того, тысячи молодых специалистов, закончив вузы, ежегодно вливаются в ТЭК. Свой путь к будущей специальности они начинали с изучения основ нефтегазового дела.

Ознакомившись с содержанием данной книги, читатель узнает много интересного, получит целостное представление о нефтяной и газовой промышленности, будет готов к изучению общетехнических дисциплин и, наконец, получит начальное представление об избранной им профессии.

В книге описаны история применения нефти и газа, развитие и современное состояние нефтяной и газовой промышленности России, взгляды на происхождение нефти и газа. Читатель узнает, надолго ли хватит их запасов, какие месторождения являются самыми крупными в мире, как бурят скважины, что значит добывать нефть и газ, как и во что перерабатывают углеводороды.

Между добычей и переработкой нефти и газа находится важное звено ТЭК – магистральные трубопроводы. Подобно кровеносной системе, они пронизывают страны и континенты. Только циркулирует в них не кровь, а энергоносители. В книге рассказывается о том, как появились нефте- и газопроводы, какие объекты и сооружения входят в их состав, как они работают.

Трубопроводы используются и для других целей – по ним транспортируются твердые и сыпучие материалы. В ряде случаев это выгоднее, чем использовать традиционные виды транспорта. Поэтому в книге рассматриваются основы гидро-, пневмо- и капсульного (контейнерного) транспорта таких материалов.

Наконец, продукты нефтепереработки и природный газ необходимо доставить до потребителей. Для этого служит система их распределения, в которую входят газохранилища, нефтебазы, нефтепродуктопроводы, газораспределительные сети, автозаправочные, газонаполнительные и газораспределительные станции. Общие сведения об их устройстве, применяемом оборудовании, принципах работы дополняют общую картину ТЭК, представленную в данной книге.

Авторы выражают благодарность преподавателям Уфимского государственного нефтяного технического университета Абызгильдину Ю. М., Агзамову Ф. А., Душину В. А., Зейгману Ю. В., Зорину В. В., Матюшину П. Н., Шамаеву Г. А. за ценные замечания по улучшению ее содержания.

1. Роль нефти и газа в жизни человека

1.1. Современное состояние и перспективы развития энергетики

Если первобытному человеку было достаточно 300 г условного топлива (210 ккал или 8,8 МДж) в день, получаемых вместе с пищей, то сегодня в развитых странах на одного человека в год тратится до 13 т условного топлива. Вследствие научно-технической революции расход энергии во всех ее видах растет, удваиваясь каждые 10 лет.

На рис. 1.1 показана зависимость ВВП—внутреннего валового продукта (в долларах США в системе постоянных цен 1993 г.), приходящегося на 1 человека, от потребления энергии (в тоннах условного топлива) на душу населения в различных странах мира в 1968 г. Видно, что эти параметры тесно взаимосвязаны.

Хотя в конце XX века в приведенном графике произошли изменения, тем не менее очевиден вывод: «Если люди будут лишаться энергетических ресурсов, их материальное благосостояние будет падать» (П. Л. Капица).

В этой связи представляет интерес оценка современного состояния и перспектив развития энергетики.

Различают возобновляемые и невозобновляемые источники энергии. К **возобновляемым** относятся Солнце, ветер, геотермальные источники, приливы и отливы, реки. **Невозобновляемыми** источниками энергии являются уголь, нефть и газ.

Солнечная энергия В минуту Солнце посылает на Землю столько энергии, сколько за полтора года вырабатывают все электростанции нашей страны. Поэтому проблема освоения этой энергии давно волнует ученых.

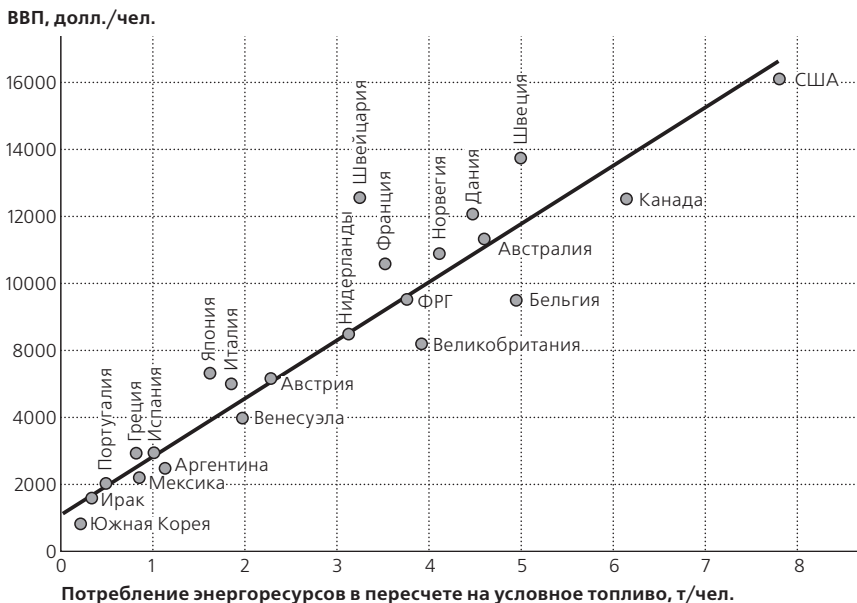


Рис. 1.1. Связь валового внутреннего продукта с потреблением энергетических ресурсов по странам мира в 1966 г. (по Д. Мидовс с изменениями)

Пионером использования солнечной энергии считается Архимед, сумевший, по преданию, с помощью зеркал сжечь вражеский флот.

В настоящее время в мире построено большое количество установок и целых гелиостанций, питающих различных энергопотребителей: отопительные системы зданий, системы связи, водообеспечения и т. д.

Однако солнечная энергия относится к рассеянным видам энергии: на 1 м^2 земной поверхности выпадает в среднем всего около 160 Вт солнечной радиации. Для использования в практических целях ее надо собирать с большой поверхности. Пока низок и КПД фотоэлектрических преобразователей (не более 25%). Кроме того, смена дня и ночи, а также нередко встречающаяся облачность резко снижают эффективность солнечных установок, делая получаемую энергию значительно более дорогой, чем при использовании традиционных методов.

Специалисты видят выход в создании **космических солнечных электростанций (КЭС)**. Дело в том, что в космосе нет восходов и закатов Солнца, нет облаков, препятствующих прохождению лучей. Поэтому на единицу поверхности космической площадки поступает в 10 раз больше энергии, чем на такую же площадь земной поверхности. Уже сегодня разработаны проекты КЭС массой до 60 000 т с площадью солнечных

батареи до 50 км². Такая станция, поднятая над поверхностью Земли на 36 000 км, будет иметь мощность 5 млн кВт, т. е. на 1 млн кВт больше, чем самая крупная в Европе Ленинградская АЭС. Станция, выведенная на стационарную орбиту, «повиснет» над одной точкой земной поверхности. Передавать полученную энергию на Землю предполагается с помощью лазеров или сверхвысокочастотного излучения.

Реализация данного проекта сдерживается тем, что добытая в космосе энергия окупит сгоревшее при запусках ракет (с элементами для монтажа КЭС) топливо только через 30 лет безаварийной работы станции.

Энергия ветра Ветер — движение воздуха относительно поверхности Земли — имеет солнечное происхождение.

Как известно, в зависимости от цвета тела поглощают большую или меньшую часть солнечного излучения. Чем больше степень черноты, тем больше тело нагревается. Поскольку различные участки поверхности Земли имеют разную степень черноты, то под действием солнечных лучей они нагреваются до различной температуры. Соответственно, разную температуру имеют и нижние слои атмосферы. Вследствие этого давление воздуха на одной и той же высоте неодинаково, что и приводит к горизонтальному перемещению больших масс воздуха.

Использование энергии ветра имеет давнюю историю. Многие столетия воды морей и океанов бороздили парусники, а ветряные мельницы были привычным элементом пейзажа в сельскохозяйственных районах Европы.

Первые ветряные электрогенераторы появились в 90-х годах XIX века в Дании. В 2000 г. при помощи ветра производилось 10% необходимого этой стране электричества, а к 2030 г. «ветряной» сегмент датской электроэнергетики планируется увеличить до 50%. В США первая относительно крупная ветряная электростанция была построена в 1980 г. в Нью-Гэмпшире. Ресурсы же ветряной энергии в этой стране таковы, что способны обеспечить 25% прогнозируемой на конец века потребности США в электричестве. Уже сегодня при помощи ветра в стране производят количество электроэнергии, позволяющее покрыть 15% потребности одного из крупнейших городов США — Сан-Франциско.

Ветроэнергетика — наиболее динамично развивающееся направление использования альтернативных источников энергии. Работы по строительству ветряных электростанций ведутся во многих странах, в том числе в Австралии, Великобритании, Канаде, Китае, Нидерландах, Швеции и других.

За последние 10 лет мощность энергетических турбин возросла с 75 до 600 кВт, а их коэффициент полезного действия приближается к 50%

(при теоретически возможном — 59%). Себестоимость получаемой на ветровых установках энергии в 1990-е годы снизилась в среднем на 40%.

Долгое время ведущее место в мире по использованию энергии ветра занимали Соединенные Штаты Америки. Однако в середине 1990-х годов по объему установленных ветроэнергетических мощностей Европа (2420 МВт) обошла США (1700 МВт). В рамках Европейского экономического сообщества поставлена задача — к 2005 году увеличить долю ветряной энергии в среднем до 2%.

Россия также располагает огромными ресурсами энергии ветра — около 6,2 трлн кВт·ч, что почти в 10 раз больше, чем РАО «ЕС России» произвело электроэнергии в 2000 году. Они сосредоточены вдоль побережья Северного Ледовитого океана, а также в районах, прилегающих к Черному, Каспийскому и Балтийскому морям. Разработана программа развития нетрадиционной энергетики России, согласно которой в начале XXI века планируется построить Калмыцкую, Магаданскую, Приморскую и Тывинскую ветровые электростанции.

Освоение энергии ветра связано с определенными трудностями. Во-первых, ветроустановки работоспособны лишь в некотором интервале скоростей воздушного потока: они не вырабатывают электроэнергии в «штиль» и могут быть повреждены при скоростях более 20 м/с. Во-вторых, количество вырабатываемой установками энергии зависит от скорости ветра. В связи с этим возникают проблемы утилизации излишков энергии, вырабатываемой при высоких скоростях воздушных масс и, наоборот, компенсации нехватки энергии, возникающей при низких скоростях ветра.

Имеется ряд предложений по обеспечению бесперебойности энергоснабжения. Например, при сильном ветре можно накапливать энергию, вырабатывая на избыточной мощности водород путем электролиза воды. А в периоды штиля вырабатывать электроэнергию, используя генератор, работающий на водородном топливе.

Перспективным может стать совмещение ветровых и небольших по мощности гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). В этом случае часть энергии, полученной при сильном ветре, используют для того, чтобы закачать воду в верхний бассейн ГАЭС. Возврат накопленной энергии во время штиля осуществляется благодаря вращению специальной турбины при перепуске воды из верхнего бассейна ГАЭС в нижний.

В настоящее время на ветряных электростанциях вырабатывается около 0,5% от общего объема мирового производства электроэнергии. Ожидается, что к 2040 г. эта цифра возрастет до 20%.

Самый быстрый рост ветроэнергетических мощностей ожидается в Европе, Северной Америке и Китае.

Геотермальная энергия С увеличением глубины температура горных пород повышается: на расстоянии 50 км от поверхности она составляет 700...800 °С, 500 км — около 1500...2000, 1000 км — примерно 1700...2500.

Предполагается, что глубинные слои Земли за счет распада радиоактивных элементов и химических реакций продолжают медленно — на несколько градусов за 10 млн лет — нагреваться, в то время как близкие к поверхности слои медленно охлаждаются. Мощность теплового потока, направленного от центра Земли к ее поверхности, в 30 раз больше мощности электростанций всех стран мира.

Существуют два качественно различных типа источников геотермальной энергии:

- 1) **гидротермальные** (паротермальные) источники тепла, представляющие собой подземные запасы горячей воды и пара с температурой 100...350 °С;
- 2) **петротермальные** источники, представляющие собой тепло сухих горных пород.

На Камчатке и Курилах, в Японии, Новой Зеландии, Исландии горячая вода и пар выходят на поверхность в виде гейзеров и горячих источников. На Камчатке построено две гидротермальные электростанции — Паужетская и Паратунская — мощностью 11 000 и 700 кВт соответственно. В других районах воспользоваться теплом подземных вод значительно сложнее, поскольку горячая вода залегает на глубине до 2 км, что требует дополнительных затрат на бурение скважин.

Для извлечения петротермального тепла предполагается с поверхности Земли пробурить две скважины глубиной несколько километров, чтобы достигнуть горных пород с требуемой температурой. Затем с помощью местного взрыва скважины соединяют. Далее останется только закачивать в одну скважину холодную воду, а из другой получать воду, нагретую подземным теплом.

Чтобы нагреть воду таким путем, скважины должны быть сверхглубокими. Это дорого и пока невыгодно. Поэтому специалисты ищут так называемые термоаномальные площади, где температура пород через каждые 100 м повышается на 30...40 °С.

В 2000 году геотермальные станции мира дали 50 млрд кВт·ч электроэнергии. Хотя такие станции имеются в Италии, Новой Зеландии, Японии, Исландии, Китае, Мексике, но примерно половина всех ГеоТЭС расположена на территории США. Американские ГеоТЭС имеют наибольшую суммарную установленную мощность, однако даже самые крупные из них невелики (менее 40 МВт).

На территории России основные объемы утвержденных запасов геотермальных вод приходятся на Северо-Кавказский регион (53,6 тыс. м³/сут)

и Камчатскую область (82,5 тыс. м³/сут). Далее идут Западная Сибирь (15,1 тыс. м³/сут), Дальний Восток (13 тыс. м³/сут) и Восточная Сибирь (6,0 тыс. м³/сут). На Камчатке велики также утвержденные запасы пара (32,5 тыс. м³/сут).

Наиболее крупными геотермальными месторождениями России являются Паратунское (Камчатская область), Тернаирское и Кизлярское (Дагестан), Мостовское (Краснодарский край), Кузьминское (Ставропольский край). Ожидается, что к 2020 г. добыча термальной воды в нашей стране достигнет 129,2 млн м³/год и это обеспечит замещение органического топлива в количестве около 1 млн т условного топлива в год.

Энергия приливов и отливов Как известно, морские приливы и отливы — следствие воздействия на океаны и моря лунного и солнечного притяжения. Приливы и отливы происходят два раза в сутки. Обычно максимальное поднятие воды над ее минимальным уровнем в открытом океане составляет около 1 м. Но в некоторых местах этот перепад значительно больше: на атлантическом побережье Канады — до 18 м, в проливе Ла-Манш — до 15 м, на побережье Охотского моря — до 13 м.

С давних пор люди использовали энергию приливов и отливов, сооружая мельницы и лесопилки, приводимые в движение водой. В XX веке родилась идея **приливных электростанций** (ПЭС).

В 1966 г. во Франции, на берегу Ла-Манша, была построена ПЭС «Ранс» мощностью 240 тыс. кВт. Конструктивно она представляла собой бассейн, отделенный от моря плотиной, в теле которой установлен горизонтально расположенный гидрогенератор. Вода вращала его турбину, перетекая во время прилива из моря в бассейн, а во время отлива — обратно.

По аналогичному принципу в 1968 г. на Баренцевом море была построена Кислогубская ПЭС мощностью 800 кВт. Но в отличие от ПЭС «Ранс» она подключена к общей энергосистеме вместе с традиционными электростанциями, что позволило устранить неравномерность подачи электроэнергии потребителям.

К сожалению, стоимость строительства ПЭС значительно выше, чем обычной гидроэлектростанции такой же мощности. Кроме того, на земном шаре очень мало (менее 30) мест, где строить ПЭС технически целесообразно (перепад высот во время прилива и отлива должен быть не менее 10 м).

Поэтому ПЭС не могут решить проблемы энергетики кардинально. Но в экономическое развитие регионов и стран, чье побережье омывают моря, они способны внести определенный вклад. Это относится, в частности, к северным и дальневосточным районам России. Так, ПЭС мощ-

ностью 40 тыс. кВт планируется построить на Кольском полуострове. Предполагается, что плотинами с ПЭС будут перекрыты большие заливы — Мезенский в Белом море и Пенжинский — в Охотском.

Энергия рек Принцип работы **гидроэлектростанций** (ГЭС) хорошо известен: вода с верхнего бьефа по каналам в теле плотины подается к лопастям гидравлических турбин; при этом потенциальная энергия положения преобразуется сначала в кинетическую энергию струи воды, затем в механическую энергию вращения турбин и далее — в электроэнергию.

Возобновляемость гидроэнергии обусловлена тем, что она также имеет солнечное происхождение, поскольку вода совершает свой круговорот в природе благодаря Солнцу.

Общие запасы гидроэнергии на Земле составляют около 10 млрд т условного топлива в год, т. е. приблизительно равны мировому энергопотреблению.

Ресурсы гидроэнергии в России эквивалентны 1 млрд т условного топлива в год и составляют около 10% мировых. В нашей стране находятся крупнейшие в мире ГЭС: Братская на р. Ангаре (мощность 4,5 млн кВт), Красноярская (6 млн кВт) и Саяно-Шушенская (6,4 млн кВт) на р. Енисее.

Однако строительство ГЭС приводит к отрицательным последствиям экологического характера — затоплению сельскохозяйственных земель и лесных угодий, резкому изменению условий существования их фауны и даже изменению климата прилегающих территорий.

Энергия атомного ядра Освобождение и использование **ядерной энергии** — одно из наиболее крупных событий XX века. К сожалению, первоначально это открытие было использовано в военных целях.

Привлекательность ядерной энергетики связана с тем, что обогащенный природный уран и искусственно получаемый плутоний заменяют огромное количество традиционного топлива: 1 г ядерного топлива эквивалентен примерно 2,7 т условного топлива.

Первая в мире атомная электростанция (АЭС) мощностью 5 тыс. кВт была построена в 1954 г. в г. Обнинске Московской области. В 1960 г. в мире было уже 7 АЭС, а в 1976 г. их число достигло 130. В 1975 г. на атомных электростанциях было выработано 5% мирового производства электроэнергии.

До последнего времени атомная энергетика развивалась высокими темпами. Установленная мощность АЭС в мире составляла: в 1975 г. —

71,3 млн кВт, в 1980 г. — 130, в 1985 г. — 245,1. Однако авария на Чернобыльской АЭС в апреле 1986 г. серьезно подорвала веру в безопасность ядерной энергетики и, соответственно, привела к частичному свертыванию программ строительства новых АЭС.

Тем не менее в конце 2000 года в мире эксплуатировалось 68 атомных электростанций, на которых работало 427 энергоблоков. По количеству атомных реакторов первое место в мире занимают США (104), за ними следуют: Франция (59), Япония (53), Великобритания (35), Россия (29), Канада (21), Германия (20), Украина (16), Южная Корея (16), Швеция (11) и другие. Доля АЭС в энергобалансе стран-производителей атомной энергии составляет (%): Франция — 75; Великобритания, Болгария, Словакия — по 50; Украина — 44; Южная Корея — 43; Япония — 36; Канада — 35; Швейцария — 33, США — 20; Россия — 14 и т. д.

В начале XXI века в России планируется ввести в эксплуатацию новые энергоблоки на Калининской, Кольской, Курской, Ленинградской и Ростовской АЭС. В то же время в Центральном и Северо-Западном районах часть атомных энергоблоков предполагается вывести из эксплуатации. Это делается с целью повышения безопасности АЭС.

Вместе с тем звучат предостережения, что все известные запасы урана для реакторов, действующих на тепловых нейтронах, будут исчерпаны в начале XXI в. А создание и эксплуатация АЭС на реакторах-размножителях значительно дороже, но они также небезопасны.

Энергия угля Большая часть всех ресурсов угля на Земле сосредоточена севернее 30 градусов северной широты, причем 75% мировых ресурсов находятся в недрах трех государств — США (445 млрд т), Китая (272 млрд т) и России (202 млрд т).

Уголь широко применялся в энергетике вплоть до второй половины XX века. О динамике роста его потребления говорят следующие цифры. В XIX столетии в мире было добыто 17,8 млрд т угля, а за последующие 70 лет — 103,5 млрд т. Существенно расширилась и география добычи этого энергоносителя. Если в период с 1801 по 1810 гг. уголь добывали лишь в пяти странах мира, а с 1841 по 1951 гг. — в восьми, то с 1961 по 1970 гг. — в 54-х. Только с 50-х годов XX века в энергетическом балансе почти всех стран мира началось сокращение доли угля. Освобождающуюся нишу заняли нефть и газ — более дешевые и эффективные энергоносители.

Вместе с тем в 1997 году мировая добыча угля составила 3840 млн т, в том числе Китай — 1352, США — 913, Индия — 310, Россия — 227, ЮАР — 220 млн т. В топливно-энергетическом балансе России на долю угля приходится около 12%.

В то же время необходимо учитывать, что, по данным Американской Национальной Ассоциации по углю, при сохранении нынешних темпов потребления к 2000 г. будет израсходовано лишь 2% мировых ресурсов угля. Таким образом, уголь можно назвать топливом XXI века.

Перспективы использования угля связаны с его открытой (бесшахтной) добычей, применением газификации углей, получением из угля жидких синтетических топлив. Однако пока энергия угля обходится дороже, чем энергия нефти и газа.

Энергия нефти и газа Преимущества нефти и газа перед другими источниками энергии заключаются в относительно высокой теплоте сгорания и простоте использования с технологической точки зрения.

Так, при полном сгорании 1 кг нефти выделяется 46 МДж тепла; 1 м³ природного газа — 36; 1 кг антрацита — 34; 1 кг бурого угля — 9,3; 1 кг дров — 10,5 МДж. Если массу нефти принять за единицу, то для получения эквивалентного количества тепла масса антрацита должна составить 1,4; бурого угля — 5,0; дров — 4,4. Аналогичным достоинством обладает газ. Это дает огромные преимущества при транспортировке.

Теперь сравним различные энергоносители с точки зрения технологичности. Нефть и газ транспортируются, в основном, по трубопроводам, работающим в любое время года и суток. Чтобы перекачать нефть (газ), а затем подать ее (его) в топку, достаточно включить насос (компрессор), а порой просто открыть задвижку (кран). Транспортировка же твердого топлива требует обязательного проведения погрузочно-разгрузочных работ. Движение транспортных средств с углем, как правило, связано с простоями (при погрузке-разгрузке, заносах и т. д.). Загрузка твердых топлив в топку очень часто связана с большими затратами ручного труда.

Применение газа вместо угля дает большую экономию времени и средств, улучшает условия труда, а также санитарное состояние городов, жилых домов и предприятий. Поэтому в настоящее время почти все тепловые станции Урала и Европейской части России переведены на газ, проводится большая работа по газификации малых городов и сел.

Пик добычи нефти (4,06 млрд т/год) ожидается в 2020 г., после чего наступит период ее стабилизации. Ресурсы газа значительно более велики. Их хватит на несколько сот лет.

Таким образом, нефть и газ в ближайшей перспективе останутся основными источниками энергии для человечества.

1.2. Нефть и газ—ценное сырье для переработки

Крылатыми стали слова Д. И. Менделеева о том, что сжигать нефть—это все равно что растапливать печь ассигнациями. Наш современник, американский ученый Р.Лэпп, в одной из своих статей вторит ему: «Я считаю варварством сжигание уникального наследия Земли—углеводородов—в форме нефти и природного газа».

К сожалению, сегодня более 90% добытых нефти и газа сжигаются в промышленных топках и двигателях машин. Между тем они являются ценным сырьем для переработки.

В настоящее время из нефти производят не только **топлива** (бензин, керосин, дизтопливо), но также **масла и смазки**, столь необходимые любому механизму.

Синтетический каучук, вырабатываемый из нефти, является основой для изготовления всевозможных резиновых изделий. Основной потребитель каучука—автомобильная промышленность: на покрышки одного «Москвича» его требуется 24 кг, а на шины самосвала «БелАЗ»—2 т.

Пластмассы—еще один широко применяемый продукт переработки нефти. Они используются при изготовлении автомобилей, в самолето- и ракетостроении, машиностроении и в быту. В самолетах гражданской авиации из пластмассы изготовлено около 60 тысяч различных деталей. На каждую автомашину «Форд» расходуется более 100 кг пластмасс.

Трудно представить себе жизнь без разнообразных предметов одежды из **синтетических волокон**, основой для производства которых служит нефть. **Синтетические ткани** широко используются как электроизоляционный и облицовочный материал в автомобилях, железнодорожных вагонах, морских и речных судах.

Из нефти получают также самые различные моющие вещества, спирты, гербициды, взрывчатые вещества, медицинские препараты, серную кислоту и многое другое.

Углеводородные газы также являются сырьем для производства широкой гаммы продуктов. Из метана, например, сначала получают **метанол** и далее—**формальдегид**, используемый для производства пластмасс, обработки семян, дезинфекции. Из метана же получают **хлороформ**, используемый в медицине, и **четырёххлористый углерод**, применяемый для борьбы с вредителями в сельском хозяйстве.

Современная нефтехимия начинается с этилена. Самый известный продукт его переработки—**полиэтилен**, впервые полученный в 1933 г. Кроме того, из этилена вырабатывают **уксусную кислоту**, **этиленгликоль** (спирт, применяемый, в частности, для осушки газов), **поливинилхлорид** (полимер, используемый для изготовления изоляционных материалов) и др. Раньше этилен получали при переработке нефти. Так, из 1 тонны

легкого бензина выход этилена составлял около 300 кг, а из 1 тонны вакуумного газойля — 180 кг. Значительно большее количество этилена получают из углеводородных газов. Из 1 тонны этана выход этилена составляет до 800 кг, а из 1 тонны пропана — 420 кг. В настоящее время в США, Канаде и ряде других стран действует значительное количество мобильных установок, перерабатывающих углеводородные газы непосредственно на промысле.

Из **этана** получают **этиловый** (винный) **спирт**, являющийся исходным сырьем для получения многих других продуктов. **Сероводород** — сырье для извлечения **серы**, из которой затем вырабатывают **серную кислоту**.

Еще одно направление переработки нефти и газа — это получение на их основе **белковой биомассы**. Делают это специально подобранные микроорганизмы. Получаемые белки безвредны для животных, а также для человека, употребляющего мясо этих животных. В нашей стране имеется ряд заводов, производящих синтетический белок из нефти в промышленных масштабах.

1.3. Газ как моторное топливо

Резкий рост числа автомобилей в современном мире требовал значительного увеличения объемов выработки бензина. Это подтолкнуло ученых и инженеров во всем мире к активному поиску его замены.

В этом поиске специалисты разных стран обращают свое внимание прежде всего на то, чего на их родине имеется с избытком. Так, в Бразилии каждый пятый автомобиль ездит на чистом спирте, вырабатываемом из сахарного тростника. На Филиппинах в качестве заменителя бензина опробован кокозин, получаемый из мякоти кокосовых орехов. Во Вьетнаме горючее научились делать из скорлупы кокосовых орехов. В ФРГ убеждены, что наилучшей заменой бензину является метанол (метиловый спирт) и прогнозируют, что в начале XXI века каждый четвертый автомобиль в мире будет работать на нем.

В результате поиска альтернативы бензину отечественные специалисты остановили свой выбор на **газе**. Свою точку зрения они объясняют следующим:

- 1) ресурсы газа значительно превосходят ресурсы нефти и поэтому можно будет спокойно разрабатывать другие топлива для двигателей внутреннего сгорания или даже новые типы двигателей на неуглеводородном топливе;

2) в выхлопах газового двигателя нет сернистого газа (т. к. в природном газе серы, как правило, нет), а концентрация окиси углерода в несколько раз меньше (благодаря большей полноте сгорания газа);

3) среднее октановое число природного газа равно 105, что выше, чем у лучших марок бензина;

4) двигатели на газовом топливе работают в 1,5...2 раза дольше, чем на бензине, т. к. при сгорании газа образуется меньше твердых частиц и золы, вызывающих абразивный износ цилиндров и поршней; кроме того, газ не смывает масляную пленку с поверхности цилиндров, как бензин, и не вызывает коррозию металла.

Для заправки автомобилей газ может применяться в двух видах: газообразном и жидком. В первом случае используется природный газ, который сжимают до 20...25 МПа, а во втором пропан-бутановая смесь, которую охлаждают до минус 162 °С и хранят под давлением 1,6 МПа. Затраты на сжижение газа в 2...3 раза больше, чем на сжатие. Поэтому экономически более целесообразно использование сжатого газа.

С 1984 г. Московский автомобильный завод имени Лихачева выпускает автомобили ЗИЛ-138А и ЗИЛ-138И, работающие на сжатом природном газе. В перспективе предполагается перевести на газ весь грузовой транспорт. Газ уже применяется и на легковых автомобилях.

Природный газ является перспективным топливом и для авиации. Во всех промышленно развитых государствах она является одним из крупнейших потребителей нефтепродуктов. В 1997 г. совокупное потребление авиационного топлива всеми авиакомпаниями мира составило около 193 млн т, в том числе странами СНГ – 10 млн т. В настоящее время практически единственным топливом для воздушного транспорта является авиационный керосин. Однако уже достаточно давно ведутся работы по подбору альтернативных топлив.

В нашей стране в районах нефтедобычи вертолеты, произведенные на заводе им. М. Л. Миля, летают на так называемом авиационном сконденсированном топливе (АСКТ), получаемом на основе **пропан-бутановых фракций**, извлекаемых из попутного нефтяного газа.

Одним из альтернативных топлив для авиации является **сжиженный природный газ** (СПГ). Его применение в качестве авиатоплива имеет ряд достоинств:

1) выбросы вредных веществ при сжигании СПГ значительно ниже, чем при использовании авиакеросина: окислов азота образуется в 1,5...2 раза меньше, сажи – в 5 раз;

2) при одинаковой полезной нагрузке уменьшаются расход и масса топлива; так, установка на самолетах ИЛ-86 двигателей, работающих на СПГ, позволит при той же дальности полета снизить взлетную массу самолета на 25,4 т, а расход топлива на 18,6 т.

Перспективность использования СПГ в качестве авиатоплива подтверждается также тем, что его производство ныне превратилось в развитую отрасль мировой экономики: в 1997 г. в мире было произведено около 140 млрд м³ СПГ, а ежегодный прирост торговли им составляет 7%.

Подводя итог всему вышесказанному, можно сделать вывод, что нефть и газ играют и будут играть важную роль в жизни человека. Несмотря на расширение применения нетрадиционных возобновляемых источников энергии, в обозримой перспективе нефть и газ останутся основными энергоносителями во всех странах мира. Другое дело, что будет происходить некоторое перераспределение ролей между ними: моторные топлива, получаемые из нефти, будут постепенно заменяться сжатым или сжиженным газом.

Невозможно представить себе современную цивилизацию без продуктов переработки нефти и газа. Это направление их использования со временем также будет все более и более развиваться.

2. Краткая история применения нефти и газа

Нефть известна человечеству с давних времен. Уже за 6000 лет до нашей эры люди использовали ее для освещения и отопления. Наиболее древние промыслы находились на берегах Евфрата, в Керчи, в китайской провинции Сычуань. Упоминание о нефти встречается во многих древних источниках (например, в Библии упоминаются смоляные ключи в окрестностях Мертвого моря).

Почему же нефть называется нефтью?

В языках многих народов мира встречаются слова, сходные по звучанию со словом **«нефть»**. В настоящее время считается, что исходным для образования слова «нефть» было мидийское слово **«нафата»**, что означало «просачивающаяся», «вытекающая». Государство Мидия существовало в IX—VI веках до н. э. на границе территорий современных Азербайджана и Ирана. Когда персы завоевали Мидию, то вместе с клинописной письменностью и многими другими достижениями культуры позаимствовали слово «нафата». Постепенно оно трансформировалось в **«нефт»**. Этим словом обозначались колодцы, из которых добывали нефть для священного огня. Позднее от слов «нефт» и «нафата» возникло греческое слово **«нафта»**.

В странах Западной Европы, где все научные сочинения в Средние века писали на латыни, для обозначения нефти широко используются слова, производные от латинского слова **«петролеум»**, т. е. каменное масло («петрос» — камень, «олеум» — масло): в Англии — «петролеум», во Франции и Румынии — «петроль», в Италии — «петролио». Каменным маслом (**«сыю»**) называли нефть и в Китае.

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

В русский язык слово «нефть» вошло лишь в конце XVII в., а до этого ее называли «густа вода горяща».

Как уже отмечалось, нефть широко применялась **для освещения и отопления**. Страбон (64—24 гг. до н. э.) писал, что в Вавилонии нефть жгут в светильниках вместо масла. В Сицилии еще в V в. до н. э. нефтью заправляли специальные лампы, а в римскую эпоху с помощью сицилийской нефти освещали не только дома, но и улицы.

Когда в 330 г. до н. э. войска Александра Македонского дошли до Каспийского моря, они обнаружили, что в отличие от древних Египта и Греции, где светильники заполнялись оливковым маслом, местные жители использовали для этого нефть.

В Китае около II в. до н. э. были известны лампы, которые представляли собой глиняные горшки с тростниковыми фитилями, пропитанными нефтью.

Страбон писал об огнеопасных свойствах нефти: «Жидкий асфальт, называемый нефтью, отличается странными природными свойствами: если нефть поднести близко к огню, то она загорается, а если придвинуть к огню намазанный нефтью предмет, то последний воспламеняется. Потушить водой горящую нефть нельзя, так как она начинает гореть еще сильнее — разве только очень большим количеством воды, но ее можно заглушить глиной, уксусом, квасцами и птичьим клеем...».

В латинском переводе Библии можно прочесть: «...и не переставали слуги царя... разжигать печь нефтью и паклей», а также: «...нефть есть род разжигателя у персов...».

Нефть с давних времен применялась и как **лекарственное средство**. Считалось, что белая нефть излечивает от простудных заболеваний, а черная — от кашля. Египтяне использовали нефтяные масла при бальзамировании.

На вавилонских табличках встречается не менее десятка упоминаний о целебных мазях, в состав которых входила нефть. Основоположник античной медицины Гиппократ (IV—V вв. до н. э.) советовал не только включать нефть в состав мазей, но и принимать ее внутрь (при болезнях кишечника и желчного пузыря).

В 1541 г. испанские конкистадоры сообщали, что индейцы растираются нефтью, которая «укрепляет ноги и предохраняет от усталости...».

Во время войны за независимость США (1783 г.) солдаты революционных войск Б. Линкольна собирали с поверхности ручья в Западной Пенсильвании плавающую нефть и прикладывали к суставам, чтобы снять ревматические недомогания.

О целебных свойствах нафталанской нефти (Азербайджан) издавна было известно местным жителям, которые «принимали ванны» в наполненных ею ямах. В годы Первой мировой войны в ранцах немецких сол-

дат находились баночки с мазью для лечения ран, сделанной из нафта-ланской нефти.

Однако наиболее громкую славу нефти принесло ее использование **в военных целях**. Римский ученый Плиний Старший, описывая походы римлян, упоминает, что защитники осажденного города Лукула сбрасывали с городских стен на головы атакующих горшки с горячей нефтью. «И горели воины со своим оружием...».

Войска Чингисхана (XII—XIII вв.) овладели крепостью Бухара, забросав ее горшками с нефтью и выпуская горящие стрелы, что привело к многочисленным пожарам. В 1253 г. Кублай Хан создал специальный корпус поджигателей нефти из 1000 человек.

В арабском руководстве по военному искусству (1300 г.) описываются катапульты для горячей нефти.

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

Однако самым страшным оружием древности был так называемый «греческий огонь». Считается, что его создателем является грек Каллиникос из Гелиополиса. Согласно историческим хроникам, в 673 г., во время осады Константинополя арабами, он передал византийскому императору рецепт зажигательного состава, названного позднее «греческим огнем». В рукописях говорится, что эта смесь воспламенялась от контакта с воздухом. Залить «греческий огонь» было невозможно: вода лишь усиливала его горение, способствуя растеканию смеси.

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

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

На Руси нефть также применяли для изготовления зажигательных составов. В Москве ее запасы хранились в государственной казне под строгим присмотром. В «Военных книгах» XVII в. подробно излагаются рецепты изготовления зажигательных стрел и ядер, негасимых ветром свечей и ракет.

Первым нефтепродуктом, с которым познакомилось человечество, был **асфальт**, представляющий собой вязкое смолистое вещество, получаемое в результате длительного выветривания нефти. Слово «асфальт» ввел в литературу Геродот, описавший в 460...450 гг. до н. э. в «Истории

греко-персидских войн» персидские и месопотамские асфальтовые месторождения. «Асфальт» — производное от слова «асфалес» (прочный, крепкий, надежный). Древние называли асфальт горной смолой, а по современным представлениям — это один из видов природного битума.

Впервые люди обратили внимание на битумы очень давно. На территории современного Азербайджана найден деревянный серп, изготовленный где-то на границе между каменным и бронзовым веками. Канавка на внутренней стороне серпа усеяна острыми камешками, намертво скрепленными с деревом посредством битума.

На примере некоторых индейских племен можно предположить, что древние люди употребляли асфальты для укрепления наконечников стрел и копий, а также в качестве водонепроницаемого материала (обмазывали плетеные сосуды и лодки).

В древнеиндийском городе Мохенджо-Даро (III тысячелетие до н. э.) археологи обнаружили бассейн, дно которого залито битумом.

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

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

У ассиро-вавилонского героя тоже был свой прототип — шумерский Зиусидра. Глиняные таблички с шумерским вариантом мифа о всемирном потопе сохранились очень плохо. В частности, описание строительства ковчега утрачено. Однако многие другие детали практически дословно совпадают с библейским текстом. Это дает нам основание предполагать, что и шумеры использовали «асфальт» для гидроизоляции судов. По крайней мере, в надписи на статуе правителя Гудеа из г. Лагаша, датированной концом XXII в. до н. э. говорится, что «из Мадги района реки Ордамы множество глыб битума он вывез...».

В Библии сообщается, что стремясь спасти своего сына от египтян, мать Моисея «взяла корзинку из тростника и осмолила ее асфальтом и смолой, и, положивши в нее младенца, поставила в тростнике у берега реки...».

В наши дни после неудачного плавания на папирусной лодке «Ра-1» норвежский ученый и путешественник Тур Хейердал использовал при строительстве нового судна природный битум: им были пропитаны тор-

цы папирусных стеблей. Вторая экспедиция «Ра», как известно, прошла успешно, что дало основание Хейердалу утверждать, что в древности океан не был преградой для путешествий между континентами.

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

Асфальт широко использовался и как связующее вещество. В Библии рассказывается, что при строительстве легендарной Вавилонской башни вместо цемента при кладке использовалась «земляная смола», т. е. асфальт. Наиболее старые участки Великой китайской стены за 400 лет до н. э. сооружены на природном битуме. Крепостные стены в Мидии по свидетельству греческого историка Ксенофонта (около 400 г. до н. э.) были построены из обожженных кирпичей, скрепленных битумом.

С давних пор асфальт использовался и как средство для предохранения деревянных частей зданий (балок, дверных и оконных переплетов) от гниения.

Асфальт применялся и для получения твердых покрытий. Неутомимые археологи открыли немало примитивных асфальтовых дорог, построенных шумерами, вавилонянами, ассирийцами. Когда после открытия Америки испанцы проникли в 1532 г. в Перу, они обнаружили там древние дороги, покрытые асфальтом. В Древнем Египте в амбарах для хранения зерна (3000 г. до н. э.) пол и стены покрывали асфальтом. В Азербайджане природный асфальт («кир», по-местному) использовали для покрытия плоских крыш жилых и других зданий.

После крушения великих цивилизаций природный асфальт как строительный материал очень долго не использовался. Новая история асфальта начинается только в XIX веке. В 1832—1835 гг. в Париже были выполнены первые значительные работы по мощению городских улиц и тротуаров асфальтом. В 1836—1840 гг. были заасфальтированы тротуары в Лондоне, Филадельфии, Лионе, Вене и других городах. Несмотря на очевидные достоинства асфальтовых дорог, у них нашлись противники. Те, кто выполнял работы по мощению улиц с помощью традиционных материалов, стали утверждать, что на «асфальтовой мостовой лошади очень скоро портятся». Чтобы разрешить возникший спор, в Лондоне на одной из оживленных асфальтированных улиц были проведены специальные наблюдения, показавшие, что за 36 дней из 468 000 лошадей упала только 201 лошадь. Кроме того, было установлено, что «лошади, падая на асфальте, не стирают себе кожи на коленях», а коляски, фаэтоны и омнибусы из-за отсутствия тряски требуют гораздо меньшего ремонта и не создают шума при движении. После этого асфальт начал свое победное шествие по городам мира.

В России первую попытку асфальтирования тротуаров (Одесса, 1839 г.) предпринял К. И. Борно — владелец первого в стране асфальтового завода. Но из-за начала Крымской войны завод закрылся. Позднее, в 1865 г., заасфальтировали террасы Зимнего дворца в Петербурге, а с 1866 г. стали асфальтировать дворы, тротуары, улицы и площади. В 1869—1873 гг. были покрыты асфальтом улицы в Кронштадте, Риге, Москве, Одессе, Киеве, Харькове и Тамбове. Примечательно, что для производства этих работ использовался асфальт, закупленный за рубежом. Только в 1874 г. в России был построен асфальтовый завод вблизи Сызрани. Он существует и в настоящее время.

Современные дороги покрыты асфальтом, изготовленным на базе нефтяных битумов, получаемых в результате окисления воздухом тяжелых остатков перегонки нефти при температуре 239...340 °С. Этот процесс был разработан в 1896 г., а внедрен в производство в 1914 г.

Для освещения человечество использовало различные средства: лучину, оливковое масло, нефть, животные жиры и др. В 1830 г. австрийский химик К. Рейхенбах впервые получил осветительное масло путем сухой перегонки дерева, торфа и каменного угля. Полученный продукт он назвал «**фотоген**» (от греческих слов «фотос» — свет и «генос» — рождение), т. е. «свет рождающий» или «свет дающий». Позже словом «фотоген» стали называть светлую прозрачную жидкость, получаемую при перегонке нефти (современный керосин).

Первый в мире нефтеперегонный заводик был построен в 1745 г. российским предпринимателем Ф. С. Прядуновым на реке Ухте. Завод просуществовал до 1782 г., перерабатывая ежегодно до 2000 пудов нефти.

В 1825 г. около г. Моздока крепостные крестьяне графини Паниной, братья Василий, Герасим и Макар Дубинины, построили нефтеперегонный завод, просуществовавший 25 лет. В 1837 г. нефтеперегонный завод в 15 верстах от Баку построил горный инженер Н. И. Воскобойников. В 1869 г. в Баку существовало уже 2 фотогеновых завода, в 1872 г. — 57, в 1876 г. — 146. Стремительное увеличение количества фотогеновых заводов связано с изобретением керосиновой лампы львовскими фармацевтами И. Лукасевичем и Я. Зегом.

Откуда же появилось слово «**керосин**»? В 1846—1847 гг. производство осветительного масла из каменного угля организовал в США А. Геснер. Ошибочно полагая, что масло при этом образуется в результате разложения содержащегося в угле вещества, аналогичного воску, он назвал полученную жидкость «керосен ойл» (от греческого «керос» — воск), т. е. «восковое масло». В разговорной речи словосочетание «керосен ойл» постепенно преобразовалось в одно слово «керосен». Когда в пятидесятых годах XIX в. осветительное масло в США начали получать из нефти, то его также называли «керосеном».

Дешевый американский продукт быстро завоевал рынок не только в США, но и в Европе. Во второй половине XIX в. он полностью вытеснил в Европе фотоген, получаемый из угля, а затем завоевал и рынок России. Здесь его название трансформировалось в керосин. После того как в результате конкурентной борьбы американский продукт был полностью вытеснен российским, «керосином» стали называть отечественный «фотоген», получаемый при перегонке нефти.

В настоящее время «керосином» называют фракцию нефти, которая выкипает в температурных пределах от 175 до 300 °С. Различают «керосин осветительный», используемый для освещения, «керосин тракторный», применяемый в качестве горючего для тракторов, и «керосин авиационный» — топливо для реактивных двигателей.

С первых дней своего возникновения процесс переработки нефти был подчинен получению керосина (фотогена). Однако при этом получалось два побочных продукта. Один из них — более легкая фракция нефти, чем керосин, получил название «бензин» (от искаженного арабского «любензави» — горючее вещество), а другой — густая грязно-черная жидкость, получаемая в остатке и названная «мазутом» (от арабского «макзулят» — отброс). Длительное время оба они считались ненужными продуктами.

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

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

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

На рост потребления нефти значительное влияние оказало развитие сначала автомобильной промышленности, несколько позже — морского и речного флота, а затем — авиации.

Уже накануне Первой мировой войны в 1914 году 30% военного флота Великобритании использовало нефтяное топливо. Во время войны кайзеровская Германия оказалась отрезанной от нефтяных промыслов и вынуждена была использовать синтетическое топливо, вырабаты-

ваемое в ограниченных объемах из угля. Дефицит нефти послужил одной из причин поражения войск кайзера. Учитывая это, при подготовке ко Второй мировой войне заправили третьего рейха прежде всего постарались обеспечить себя запасами жидкого топлива. Перед нападением на СССР Германия захватила Румынию с ее богатыми нефтяными промыслами, а во время войны с Советским Союзом стремилась овладеть нефтепромыслами Кавказа. С огромным трудом гитлеровцы частично захватили их, но восстановить фонд скважин, разрушенных перед отступлением нашими войсками, и получить кавказскую нефть им не удалось.

Любопытно, что статистика подтверждает опасения главарей третьего рейха. В 1939–1945 гг. в США было использовано 1466,1 млн т нефти и нефтепродуктов, в Великобритании – 93,5 млн т, в Германии и Италии (за счет поставок из оккупированных стран) – 52,7 млн т. Поэтому поражение фашистских агрессоров во Второй мировой войне действительно можно рассматривать как, в том числе, следствие ограниченности ресурсов «черного золота».

В настоящее время нефть служит сырьем для производства не только топлив, но также масел, смазок и многих других продуктов: самых различных моющих веществ, спиртов, гербицидов, взрывчатых веществ, медицинских препаратов, серной кислоты, синтетического белка и т. д.

Природный газ, как и нефть, также стал известен человеку очень давно. В предгорьях Малого Кавказа за 6000 лет до н. э. горели «вечные огни». Это были случайно воспламенившиеся (от молнии или костра, например) выходы газа на поверхность. Необъяснимым в те времена явлениям, когда над землей либо над водой, казалось бы, из ничего возникало пламя, естественно, приписывалось божественное происхождение.

Еще большее впечатление производили на людей залповые выбросы воспламенившегося газа из грязевых «вулканов». О том, что они собой представляли, можно судить по наблюдениям наших дней. Так, 15 ноября 1958 года во время «извержения» грязевого вулкана банки Макарова – отмели, находящейся в море на расстоянии около 25 км от Баку, высота первоначально вырвавшегося и воспламенившегося столба газа достигала нескольких километров. В последующем горящее пламя имело высоту около 500 м и диаметр около 120 м. Мощное извержение продолжалось около суток.

По-видимому, данные явления стали одной из причин культа поклонения огню у многих народов мира (зороастризм). Зороастрийские жрецы из поколения в поколение передавали секреты поддержания «священного огня» и использования для этих целей нефти и газа.

Аристотель (384–322 гг. до н. э.) писал об использовании природного огня персами для бытовых целей.

За 200 лет до н. э. в Китае были пробиты первые бамбуковые скважины для добычи газа, который применялся для освещения, отопления и выварки соли.

Недалеко от Баку, в Сураханах, находятся развалины храма Атешга. Его строители проложили глиняные трубы от мест выхода природного газа к четырем углам храмовой крыши, что обеспечило горение «вечно-го огня».

Факелы горящих газов на Апшеронском полуострове и в Дагестане на побережье Каспийского моря в начале нашей эры служили маяками для моряков.

В XIV веке на Апшеронском полуострове газ использовался для отопления, освещения, приготовления пищи и обжига извести.

В конце XVIII в. был изобретен способ получения искусственного газа из каменного угля. Англичанин В. Мэрдок применил полученный газ для освещения собственного дома и машиностроительного завода в Бирмингеме, а затем предложил этот новый вид топлива для освещения Лондона. Не только обыватели, но даже передовые по своим взглядам современники Мэрдока не смогли по достоинству оценить данное предложение. «Один сумасшедший, — писал, например, известный английский писатель Вальтер Скотт, — предлагает освещать Лондон — чем бы вы думали? Представьте себе — дымом».

Тем не менее использование этого «дыма», получившего название «светильного газа», стало быстро распространяться не только в Великобритании, но также во Франции, Бельгии, Германии и других странах.

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

В конце XIX века в Баку начали использовать в котельных попутный нефтяной газ, добываемый вместе с нефтью.

Широкое применение природного газа в России и в мире началось лишь в 50-х годах XX века.

3. Нефть и газ на карте мира

3.1. Динамика роста мировой нефтегазодобычи

В начале XX века промышленную нефть добывали лишь в 19 странах мира. В 1940 г. таких стран было 39, в 1972 г. — 62, в 1989 г. — 79. Аналогично росло число стран, добывающих газ. Ныне нефть и газ добываются во всех частях света, кроме Антарктиды.

География нефтегазовых месторождений, а также объемы добычи энергоресурсов претерпели существенные изменения.

В середине прошлого века лидерами добычи нефти были Россия (район Баку) и США (штат Пенсильвания). В 1850 г. в России была добыта 101 тыс. т нефти, а всего в мире — 300 тыс. т.

В 1900 г. добывалось уже около 20 млн т нефти, в том числе в России — 9,9, в США — 8,3, в Голландской Ост-Индии (Индонезии) — 0,43, в Румынии и Австро-Венгрии — по 0,33, в Японии — 0,11, в Германии — 0,05 млн т.

Накануне первой мировой войны добыча нефти в США резко возросла. В число ведущих нефтедобывающих держав вошла Мексика. Добыча нефти в странах мира в 1913 г. составила: США — 33 млн т, Россия — 10,3, Мексика — 3,8, Румыния — 1,9, Голландская Ост-Индия — 1,6, Польша — 1,1 млн т.

В 1920 г. на планете добывалось 95 млн т нефти, в 1945 г. — свыше 350, в 1960 г. — свыше 1 млрд т.

Во второй половине 60-х годов в число ведущих нефтедобывающих стран вошли Венесуэла, Кувейт, Саудовская Аравия, Иран и Ливия. Вместе с СССР и США на их долю приходилось до 80 % мировой добычи нефти.

В 1970 г. в мире было добыто около 2 млрд т нефти, а в 1995 — 3,1. По ежегодной добыче нефти (данные 2002 г., млн т) в мире лидирует Россия (379,6). За ней идут Саудовская Аравия (366,3), США (286,4), Иран (171,3), Китай (168,8), Мексика (157,9), Норвегия (156,4), Венесуэла (120,0) и другие.

Ожидается, что в 2005 г. мировая суммарная нефтедобыча возрастет до 3,9 млрд т/год.

Широкое применение природного газа началось лишь в середине нашего столетия. В период с 1950 по 1970 гг. добыча газа в мире возросла со 192 млрд м³ до 1 трлн м³, т. е. в 5 раз. Ныне она составляет около 2,5 трлн м³.

3.2. Мировые запасы нефти и газа

Потребление энергоносителей в мире непрерывно растет. Естественно, возникает вопрос: надолго ли их хватит?

Сведения о **доказанных запасах нефти**, а также объемах их добычи приведены в табл. 3.1. При ее составлении по каждому региону выбраны страны с наибольшими запасами «черного золота».

Таблица 3.1 — Доказанные запасы нефти в мире на 1 января 2001 г. («Oil and Gas Journal»)

Регион, страна	Доказанные запасы		Добыча нефти в 2000 г.		Кратность запасов, лет
	млрд т	% от мировых	млн т	% от мировых	
Азия и Океания, всего	6,02	4,3	368,1	11,0	16,4
в том числе:					
Китай	3,29	2,3	162,7	4,9	20,2
Индонезия	0,68	0,5	64,9	1,9	10,5
Индия	0,65	0,5	32,0	1,0	20,3
Северная и Латинская Америка, всего	20,53	14,6	859,8	25,6	23,9
в том числе:					
Венесуэла	10,53	7,5	151,8	4,5	69,4
Мексика	3,87	2,8	152,5	4,6	25,4
США	2,98	2,1	291,2	8,7	10,2
Африка, всего	10,26	7,3	335,3	10,0	30,6
в том числе:					
Ливия	4,04	2,9	70,4	2,1	57,4
Нигерия	3,08	2,2	99,5	3,0	31,0
Алжир	1,26	0,9	40,0	1,2	31,5
Ближний и Средний Восток, всего	93,63	66,5	1078,4	32,2	86,8
в том числе:					
Саудовская Аравия	35,51	25,2	403,2	12,0	88,1
Ирак	15,41	10,9	134,1	4,0	114,9

Продолжение таблицы 3.1

Регион, страна	Доказанные запасы		Добыча нефти в 2000 г.		Кратность запасов, лет
	млрд т	% от мировых	млн т	% от мировых	
Кувейт	12,88	9,1	88,7	2,6	145,2
Абу-Даби	12,63	9,0	92,5	2,8	136,5
Иран	12,15	8,6	178,4	5,3	68,1
Восточная Европа и СНГ, всего	8,09	5,7	391,7	11,7	20,7
в том числе:					
Россия	6,65	4,7	323,5	9,5	20,5
Казахстан	0,74	0,5	31,4	0,9	23,6
Румыния	0,20	0,1	6,1	0,2	32,8
Западная Европа, всего	2,35	1,7	321,5	9,6	7,3
в том числе:					
Норвегия	1,29	0,9	160,8	4,8	8,0
Великобритания	0,69	0,5	126,8	3,8	5,4
Дания	0,15	0,1	17,9	0,5	8,4
Всего в мире	140,88	100	3360,8	100	42,0

Примечание. Несовпадение итогов – в результате округления.

Из табл. 3.1. видно, что **наиболее богаты нефтью страны Ближнего и Среднего Востока** – здесь сосредоточено 66,5% ее мировых запасов. При сохранении нынешних темпов добычи этих запасов хватит в среднем на 86,8 года. Больше всего нефти в Саудовской Аравии (35,51 млрд т). Далее в порядке убывания следуют Ирак (15,41 млрд т), Кувейт (12,88), Абу-Даби (12,63), Иран (12,15). Суммарные запасы нефти перечисленных стран составляют около 95% запасов региона в целом.

Второй по запасам нефти регион – Северная и Латинская Америка. Здесь сосредоточено 14,57% мировых запасов «черного золота». Его хватит в среднем на 23,9 лет. Наибольшими запасами нефти здесь обладает Венесуэла (10,53 млрд т), относительно богаты недра Мексики (3,87) и США (2,98).

В недрах **Африки** сосредоточено 10,26 млрд т нефти (7,3% мировых запасов). При нынешнем уровне добычи этих запасов хватит в среднем на 30,6 года. Больше всего нефти в данном регионе у Ливии (4,04 млрд т), Нигерии (3,08) и Алжира (1,26).

Восточная Европа и страны СНГ занимают 4-е место в мире по запасам нефти (5,7% мировых). Здесь вне конкуренции Россия (6,65 млрд т). У Казахстана запасы значительно меньше – около 740 млн т. Третья по запасам страна Восточной Европы – Румыния – располагает 200 млн т нефти.

В недрах **Азии и Океании** находится около 4,3% мировых запасов «черного золота», из которых около 55% приходится на долю Китая. Наименьшими запасами нефти в мире располагает **Западная Европа** — менее 2% мировых. Свыше половины из них — собственность Норвегии (1,29 млрд т), примерно четвертая часть — Великобритании (0,69).

В целом доказанные запасы нефти в мире в 2000 г. составляли 140,9 млрд т, которых при нынешнем уровне добычи хватит в среднем на 42 года.

А дальше? Неужели нефти больше не будет?

Мрачные прогнозы о том, что «нефть кончается», звучат уже давно. В 1935 г. ученые предрекали, что через 15...20 лет все известные месторождения нефти будут выработаны. Предсказание не сбылось. В 1955 г. мировая добыча нефти составила свыше 700 млн т.

В 1951 г. ожидали, что «нефть исчезнет через 25 лет». Но в 1976 г. люди умудрились выкачать из недр около 3 млрд т нефти. Одновременно сроки исчерпания нефтяных кладовых планеты перенесли на начало XXI в.

Сбудется ли этот прогноз? Скорее всего, нет.

Доказанные запасы нефти в странах мира постоянно уточняются. В табл. 3.2 приведена динамика изменения доказанных запасов в ряде ведущих нефтедобывающих стран мира.

Таблица 3.2 — Динамика изменения доказанных запасов нефти в странах мира, млрд т

Страна	1961 г.	1965 г.	1981 г.	1993 г.	1995 г.
Венесуэла	2,0	2,4	2,5	8,6	8,8
Ирак	3,6	3,4	4,1	13,6	13,7
Иран	5,6	5,5	7,9	12,6	12,1
Кувейт	8,4	8,4	8,9	12,8	12,9
Мексика	—	—	6,0	6,9	6,8
Нигерия	0,1	0,4	2,3	2,4	2,9
Саудовская Аравия	6,5	8,1	22,6	35,2	35,4
США	4,3	4,3	3,6	3,2	3,1

Из таблицы видно, что доказанные запасы нефти в абсолютном большинстве стран более чем за 30 лет не только не уменьшились, а возросли в несколько раз.

На первый взгляд такая ситуация невозможна. Однако доказанные запасы — это лишь одна составляющая нефтяных ресурсов. Кроме них существуют также вероятные и возможные запасы. Чтобы понять, чем они отличаются друг от друга, приведем необходимые определения.

Доказанные запасы — это часть резервов, которая наверняка будет извлечена из освоенных месторождений при имеющихся экономических и технических условиях.

Вероятные запасы — это часть резервов, геологические и инженерные данные о которой еще недостаточны для однозначного суждения о возможности разработки в существующих экономических и технических условиях, но которая может быть экономически эффективной уже при небольшом увеличении информации о соответствующих месторождениях и развитии технологии добычи.

Возможные запасы — это часть резервов, геологическая информация о которых достаточна лишь для того, чтобы дать хотя бы приблизительную оценку затрат на добычу или ориентировочно указать оптимальный метод извлечения, но лишь с невысокой степенью вероятности (такая оценка ориентировочна и зависит от индивидуальной точки зрения).

Иными словами, вероятные и возможные запасы отличаются от доказанных тем, что их или нецелесообразно разрабатывать при нынешнем уровне цен и применяемых технологиях, или информация о них недостаточна.

Однако по мере сокращения доказанных запасов цены на нефть возрастают. Появляются новые, более прогрессивные технологии нефтедобычи. В связи с этим в конце концов вероятные и возможные запасы нефти перейдут в доказанные.

Учитывая, что величины всех трех типов запасов соизмеримы, сроки начала «нефтяного голода» можно отодвинуть еще на несколько десятков лет. Даже если предположить, что ни одного нового нефтяного месторождения за это время открыто не будет.

Ввиду неизбежного в будущем дефицита традиционной нефти, человечество все большее внимание уделяет добыче высоковязких нефтей и битумов, запасы которых принято подсчитывать отдельно. В настоящее время в мире открыто свыше 1680 месторождений нефти высокой вязкости или находящейся в битуминозных породах, общие запасы которых оцениваются более чем в 750 млрд т.

Наибольшие запасы нетрадиционной нефти сосредоточены в Канаде (350 млрд т), Венесуэле (320), и США (28). Прогнозные ресурсы нетрадиционной нефти всех категорий в России оцениваются в количестве от 12,5 до 72,3 млрд т. Наибольшая их часть находится в Республике Коми, Татарии и Якутии.

Широкое применение в мире природного газа началось лишь в 50-х годах XX столетия. С этого же времени ученые начали серьезно заниматься изучением его запасов. Об изменении доказанных запасов природного газа в мире можно судить по данным табл. 3.3.

Таблица 3.3 — Изменение доказанных запасов природного газа в мире

Регион	1975 г.		1996 г.	
	трлн м ³	%	трлн м ³	%
Азия и Океания	4,5	6,9	9,1	6,5
Америка	11,2	17,2	14,4	10,3
Африка	5,0	7,7	9,3	6,6
Ближний и Средний Восток	20,6	31,7	45,8	32,7
Восточная Европа	18,6	28,6	56,7	40,5
Западная Европа	5,1	7,9	4,7	3,4
Всего	65,0	100,0	140,0	100,0

Нетрудно видеть, что во всех регионах, кроме Западной Европы, доказанные запасы природного газа с 1975 по 1996 г. увеличились. Соответственно и мировые запасы газа возросли с 65 до 140 трлн м³. Если в 1975 г. **крупнейшими запасами** газа обладали страны Ближнего и Среднего Востока, то в 1996 г. — страны СНГ (56 трлн м³) и прежде всего Россия.

Данные о доказанных запасах газа в мире приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4 — Доказанные запасы газа в мире на 1 января 2001 г. (“Oil and Gas Journal”)

Регион, страна	Доказанные запасы		Добыча нефти в 2000 г.		Кратность запасов, лет
	трлн м ³	% от мировых	млрд м ³	% от мировых	
Азия и Океания, всего	10,34	6,7	259,0	10,6	39,9
в том числе:					
Малайзия	2,31	1,5	41,2	1,7	56,1
Индонезия	2,05	1,3	68,5	2,8	29,9
Китай	1,37	0,9	27,0	1,1	50,7
Северная и Латинская Америка, всего	19,71	12,7	844,2	34,5	23,4
в том числе:					
США	4,74	3,1	530,1	21,7	8,9
Венесуэла	4,16	2,7	32,7	1,3	127,2
Канада	1,73	1,1	178,8	7,3	9,7
Африка, всего	11,16	7,2	121,3	5,0	92,0
в том числе:					
Алжир	4,52	2,9	85,3	3,5	53,0
Нигерия	3,51	2,3	8,1	0,3	433,3
Ливия	1,31	0,9	7,6	0,3	172,4
Ближний и Средний Восток, всего	52,52	33,9	205,1	8,4	256,1
в том числе:					
Иран	23,0	14,9	57,1	2,3	402,8
Катар	11,15	7,2	25,6	1,1	435,6

Продолжение таблицы 3.4

Регион, страна	Доказанные запасы		Добыча нефти в 2000 г.		Кратность запасов, лет
	трлн м ³	% от мировых	млрд м ³	% от мировых	
Саудовская Аравия	6,04	3,9	52,4	2,1	115,3
Восточная Европа и СНГ, всего	56,70	36,6	740,0	30,3	76,6
в том числе					
Россия	48,14	31,1	595,0	24,3	80,9
Туркменистан	2,86	1,9	34,0	1,4	84,1
Узбекистан	1,88	1,2	50,5	2,1	37,2
Западная Европа, всего	4,50	2,9	275,4	11,3	16,3
в том числе:					
Нидерланды	1,77	1,1	71,3	2,9	24,8
Норвегия	1,25	0,8	54,1	2,2	23,1
Великобритания	0,76	0,5	106,5	4,4	7,1
Всего в мире	154,93	100	2445,0	100	63,4

Примечание. Несовпадение итогов – в результате округления.

Из табл. 3.4 следует, что в мире есть два региона с гигантскими запасами газа: **Восточная Европа и СНГ** (56,7 трлн м³), а также Ближний и Средний Восток (52,52).

Самыми крупными доказанными запасами газа обладает Россия, в недрах которой сосредоточено 48,14 трлн м³, или 31,1 % мировых газовых ресурсов. При сохранении нынешних темпов добычи этих запасов хватит на 80,9 лет. В остальных странах Восточной Европы и СНГ запасы газа не превышают 2 %.

За Россией в порядке убывания запасов следует первая тройка стран **Ближнего и Среднего Востока**: Иран (23 трлн м³), Катар (11,15) и Саудовская Аравия (6,04). Их обеспеченность газом в связи с относительно небольшой добычей составляет от 115,3 до 402,8 лет.

На 3-м месте в мире по доказанным запасам газа находится **Северная и Латинская Америка**. Здесь сосредоточено 19,71 трлн м³ «голубого топлива» (12,7 % мировых), которых хватит в среднем на 23,4 года. Наиболее велики запасы газа у США (4,74 трлн м³), Венесуэлы (4,16) и Канады (1,73).

В недрах **Африки** находится 11,16 трлн м³ газа (7,2 % мировых запасов), при сохранении нынешнего уровня добычи их хватит на 92 года. Лидерами по запасам газа в этом регионе являются Алжир (4,52 трлн м³), Нигерия (3,51) и Ливия (1,31).

В недрах **Азии и Океании** сосредоточено 10,34 трлн м³ газа (6,7% мировых запасов), которые будут добыты примерно за 39,9 года. Больше всего газа в этом регионе у Малайзии (2,31 трлн м³), Индонезии (2,05) и Китая (1,37).

Наименьшими ресурсами газа в мире обладают страны **Западной Европы** (2,9% мировых). Здесь лидерами по запасам являются Нидерланды (1,77 трлн м³), Норвегия (1,25) и Великобритания (0,76).

Всего в мире на 1 января 2001 года доказанные запасы газа составляли около 155 трлн м³, при сохранении достигнутой в 2000 г. мировой добыче газа, составляющей около 2,5 трлн м³, их хватит в среднем на 63,4 года.

С учетом вероятных и возможных запасов общие мировые ресурсы природного газа оцениваются в 398 трлн м³. При сохранении нынешнего уровня газодобычи этих ресурсов хватит примерно на 200 лет.

Однако природный газ находится под землей не только в чисто газовых месторождениях. Значительные его количества сосредоточены в угольных пластах, в подземных водах и в виде газовых гидратов.

Несчастные случаи с трагическими последствиями на угольных шахтах, как правило, связаны с метаном, содержащимся в угле. Метан находится в толще породы в сорбированном состоянии. По оценкам геологов, по всем угленосным районам мира запасы метана близки к 500 трлн м³.

В США запасы шахтного метана оцениваются в 11,2 трлн м³, а его добыча в 2000 г. составила около 36 млрд м³. Применяемая технология позволяет извлекать из угольных пластов до 80% метана. Себестоимость его добычи такова, что рентабельным становится строительство газопроводов протяженностью до 500 км.

Прогнозные ресурсы метана в угольных пластах России составляют 65...80 трлн м³. Ожидается, что в ближайшие 5...7 лет ежегодная добыча метана из них составит 10...15 млрд м³/год, а в перспективе выйдет на уровень 75...100 млрд м³/год. Пока же метан извлекают попутно — для обеспечения газобезопасности угледобычи. Например, в Кузбассе средствами дегазации добывают около 200 млн м³ метана ежегодно, а в Печорском угольном бассейне — около 250 млн м³.

Метан содержится и в подземных водах. Хотя он плохо растворим, тем не менее в пластовых условиях в 1 м³ воды находится до 5 м³ метана. Поэтому его запасы в подземных водах превосходят все разведанные запасы этого газа в традиционном виде. Так, например, в пластовых водах месторождения Галф-Кост (США) растворено 7,36 трлн м³ метана, тогда как запасы природного газа в чисто газовых месторождениях США составляют только 4,7 трлн м³. Общие мировые ресурсы метана в подземных водах до глубины 4500 м могут достигать 10 000 трлн м³.

Еще одним крупным источником метана могут стать газовые гидраты — его соединения с водой, напоминающие по виду мартовский снег. В одном кубометре газового гидрата содержится около 160 м³ газа.

Залежи газовых гидратов встречаются в осадках глубоководных акваторий и в недрах суши с мощной вечной мерзлотой (например, в заполярной части Тюменской области, у побережья Аляски, берегов Мексики и Северной Америки).

По средневзвешенным современным оценкам, ресурсы гидратного газа в мире составляют около 21 000 трлн м³, в том числе в США — около 6000 трлн м³ в России — около 1000 трлн м³. Если это предположение подтвердится, то газовые гидраты могут стать практически неисчерпаемым источником углеводородного сырья.

3.3. Месторождения-гиганты

По рекомендации А. А. Бакирова (1972 г.), в зависимости от запасов, различают месторождения следующих размеров (нефть — в млн т, газ — в млрд м³):

- Мелкие до 10
- Средние 10...30
- Крупные 30...300
- Гиганты 300...1000
- Уникальные свыше 1000

К началу 1980 г. за рубежом из 25 тыс. нефтяных месторождений на долю гигантов приходилось всего 45, в которых тем не менее сосредоточено 65,3 млрд т нефти. Сведения о крупнейших нефтяных месторождениях мира приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5 — Уникальные нефтяные месторождения мира

Название месторождения	Страна	Год открытия	Начальные извлекаемые запасы нефти, млн т
Гавар	Саудовская Аравия	1948	10 136
Большой Бурган	Кувейт	1938	9180
Сафания-Хафджи	Саудовская Аравия	1951	5176
Боливар	Венесуэла	1917	4650
Самотлорское	Россия	1965	3328
Ромашкинское	Россия	1942	2976
Закум	Абу-Даби	1964	2793

Продолжение таблицы 3.5

Название месторождения	Страна	Год открытия	Начальные извлекаемые запасы нефти, млн т
Манифа	Саудовская Аравия	1957	2410
Румайла	Ирак	1953	2300
Киркук	Ирак	1927	2185
Форузан-Марджан	Иран	1966	2045
Дацин	Китай	1959	2000
Абкайк	Саудовская Аравия	1940	1790
Шенли	Китай	1962	1700
Прадхо-Бей	США	1968	1680
Северная Румайла	Ирак	1958	1600
Восточный Багдад	Ирак	1976	1490
Гечсаран	Иран	1928	1485
Бу Хаза	Абу-Даби	1962	1463
Марун	Иран	1964	1440
Северное-Южный Парс	Катар	1971	1305
Западная Курна	Ирак	1973	1300
Ага-Джари	Иран	1938	1292
Ахваз	Иран	1958	1220
Хасси-Мессауд	Алжир	1956	1215
Тенгизское	Казахстан	1979	1200
Хурайс	Саудовская Аравия	1957	1192
Биби-Хекиме	Иран	1961	1080
Баб	Абу-Даби	1954	1064
Раудатайн	Кувейт	1955	1060
Абу Сафа	Саудовская Аравия	1963	1050
Берри	Саудовская Аравия	1964	1020

Как видно из табл. 3.5, крупнейшим нефтяным месторождением мира является Гавар в Саудовской Аравии. Несколько уступает ему по запасам Большой Бурган в Кувейте. На 3-м месте месторождение Сафания-Хафджи (Саудовская Аравия).

Большинство зарубежных нефтяных гигантов (29 из 44) находится в странах Ближнего и Среднего Востока. В них сосредоточено около 50 млрд т доказанных запасов нефти. По остальным регионам распределение нефтяных «монстров» следующее: Америка — 7 (9,2 млрд т), Африка — 6 (4,6 млрд т), Азия и Океания — 1 (0,5 млрд т), Западная Европа — 1 (1 млрд т).

Сведения о крупнейших газовых месторождениях в странах мира приведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6 — Уникальные газовые месторождения мира

Название месторождения	Страна	Год открытия	Начальные извлекаемые запасы газа, млрд м ³
Северное-Южный Парс	Катар	1971	12700
Уренгойское	Россия	1966	9960
Ямбургское	Россия	1969	5242
Бованенковское	Россия	1971	4385
Заполярье	Россия	1965	3532
Штокмановское	Россия	1988	2762
Арктическое	Россия	1968	2762
Астраханское	Россия	1976	2685
Хасси Р'Мейль	Алжир	1956	2549
Медвежье	Россия	1967	2270
Оренбургское	Россия	1966	1898
Даулетабад-Донмез	Туркмения	1974	1602
Гавар	Саудовская Аравия	1948	1500
Пазанун	Иран	1961	1414
Парс	Иран	1965	1326
Троль	Норвегия	1980	1308
Харасавейское	Россия	1974	1260
Южно-Тамбейское	Россия	1974	1006

Из табл. 3.6 видно, что самым крупным газовым месторождением мира является Северное-Южный Парс в Катаре. Несколько уступают ему российские Уренгойское, Ямбургское и Бованенковское.

Преобладающая часть газовых гигантов концентрируется на территории бывшего СССР (11 из 22). В них сосредоточено около 12 трлн м³. В остальных регионах распределение газовых месторождений-гигантов следующее: Америка — 3 (2,7 трлн м³), Западная Европа — 3 (2,3 трлн м³), Азия и Океания, а также Ближний и Средний Восток — 3 (около 2 трлн м³).

4. Нефтяная и газовая промышленность России

4.1. Развитие нефтяной промышленности

В развитии нефтяной промышленности России можно выделить 5 периодов:

- I дореволюционный период (до 1917 г.);
- II период до Великой Отечественной войны (1917—1941 гг.);
- III период Великой Отечественной войны (1941—1945 гг.);
- IV период до распада СССР (1945—1991 гг.);
- V современный период (с 1991 г.).

Дореволюционный период На территории России нефть известна с давних пор. Еще в XVI в. русские купцы торговали бакинской нефтью. При Борисе Годунове (XVI в.) в Москву была доставлена первая нефть, добытая на реке Ухте. Поскольку слово «нефть» вошло в русский язык лишь в конце XVII в., называли ее тогда «густа вода горяща».

В 1717 г. лейб-медик Петра I Готлиб Шобер впервые описал нефтяные источники в районе Грозного. В 1721 г. в Берг-Коллегию поступило заявление «рудознатца» Григория Черепанова «об обнаружении нефтяного ключа» на р. Ухте в Пустозерском уезде. Об этом доложили Петру I, по распоряжению которого образцы ухтинской нефти были направлены в Голландию и Францию для анализа. Однако после его смерти интерес к этому делу пропал.

Академик Иоганн Аммак в 1735 г. выполнил анализ образцов нефти, доставленных в Петербург с берегов Волги. В 1753 г. в Берг-Коллегию обратился старшина деревни Надырово (близ современной Бугульмы) Надыр Уразметов, сообщивший о найденном им источнике нефти.

В 1813 г. к России были присоединены Бакинское и Дербентское ханства с их богатейшими нефтяными ресурсами. Это событие оказало большое влияние на развитие нефтяной промышленности России в последующие 150 лет.

Другим крупным районом нефтедобычи в дореволюционной России была Туркмения. Установлено, что в районе Небит-Дага «черное золото» добывалось уже около 800 лет назад. В 1765 г. на о. Челекен насчитывалось 20 нефтяных колодцев с суммарной годовой добычей около 64 т в год. По свидетельству русского исследователя Каспийского моря Н. Муравьева, в 1821 г. туркмены на лодках отправили в Персию около 640 т нефти. В 1835 г. ее вывезли с о. Челекен больше, чем из Баку, хотя именно Апшеронский полуостров являлся объектом повышенного внимания нефтепромышленников.

Началом развития нефтяной промышленности в России является 1848 г., когда под руководством В. Н. Семенова и Н. И. Воскобойникова в Биби-Эйбате была пробурена первая в мире нефтяная скважина.

В сентябре 1868 г. дала нефть скважина, пробуренная по инициативе архангельского купца М. Сидорова на левом берегу р. Ухты. Из другой скважины в 1872 г. было получено 32 т «черного золота». Образцы ухтинской нефти были продемонстрированы М. Сидоровым на трех всемирных выставках — в Вене (1873), Филадельфии (1876) и Париже (1878). В ее лабораторных исследованиях принимал участие Д. И. Менделеев, давший высокую оценку качеству присланных образцов. Однако после кончины М. Сидорова в 1887 г. интерес к ухтинской нефти был утерян.

В 1876 г. бурение нефтяных скважин в Туркмении начало «Товарищество братьев Нобель». Суточный дебит отдельных из них составлял 3...6 т. В 1907 г. на о. Челекен из скважины глубиной 85 м ударил фонтан с суточным дебитом 560 т. Начиная с 1908 г. добыча «черного золота» в Туркмении резко увеличилась и в 1911 г. достигла 213 тыс. т в год.

Первое упоминание о добыче нефти на Украине относится к началу XVII в. Для этого рыли ямы-копанки. В 1891 г. было применено бурение скважин, что привело к значительному увеличению добычи «черного золота». Так, в 1909 г. в Прикарпатье она достигала уже 2 млн т в год.

Сведений о находках нефти в Сибири в дореволюционный период нет. Вместе с тем в декабре 1902 г. Министерство земледелия и государственных имуществ установило подесятинную плату за разведку нефти в пределах Тобольской, Томской и Енисейской губерний. А в 1911 г. промышленное товарищество «Пономарев и К°» получило в Тобольске «дозволительное свидетельство» на разведку «черного золота» в низовьях р. Конда.

В том же 1911 году дала первую нефть скважина на о. Сахалин.

Таким образом, во всех уголках необъятной Российской империи велись работы по разведке и добыче нефти. Длительное время она употре-

блялась, в основном, в необработанном виде: для топки, освещения, смазки конной сбруи, колес, лечения кожных болезней скота и т. п. В первой половине XIX в. из нее начали получать фотоген. Однако он не пользовался большим спросом. Поэтому вся годовая добыча нефти в России в начале XIX в. не превышала 300 т. Положение кардинально изменилось после изобретения безопасной керосиновой лампы львовскими фармацевтами И. Лукасевичем и Я. Зегом в 1853 г.

Росту добычи нефти способствовали также изобретение двигателя внутреннего сгорания, организация производства смазочных масел, использование мазута как топлива.

Динамика изменения нефтедобычи в России в дореволюционный период такова. Если в 1860 г. она составляла всего 4 тыс. т, то в 1864 г. — 9 тыс. т, в 1890 г. — 3,8 млн т, а в 1900 г. — 10,4 млн т. Перед революцией в силу известных событий добыча нефти снизилась до 8,8 млн т.

Период до Великой Отечественной войны

Первая мировая и гражданская войны, иностранная интервенция нанесли нефтяной промышленности нашей страны огромный ущерб.

В 1920 г. добыча нефти в России составила 3,9 млн т — 41% от уровня 1913 г. Многие нефтепромыслы были разрушены, а оборудование вывезено за границу.

После завершения гражданской войны восстановление нефтяной промышленности было одной из главных задач страны. В результате в 1928 г. добыча нефти составила 11,6 млн т, в 1930 г. — 18,5, а в 1932 г. — 22,3. По объемам добычи нефти (19,5% мировой) СССР вышел на 2-е место в мире.

Прирост нефтедобычи шел, в основном, за счет «старых» районов — Бакинского, Майкопского и Грозненского, где осуществлялась глубокая техническая реконструкция промыслов. Однако росла добыча «черного золота» и в других нефтяных районах страны. В 1927 г. в рабочем поселке Оха на о. Сахалин был основан первый крупный нефтепромысел. В 1928...1929 гг. здесь добыли 16,4 тыс. т «черного золота», а в 1932 г. — 201 тыс. т. В 1931 г. в Коми АССР был создан первый нефтяной промысел в Чибью, а в верховьях р. Яреги было открыто месторождение тяжелой высоковязкой нефти, которую впоследствии стали добывать шахтным способом. Несколько ранее — 16 апреля 1929 г. — близ уральского поселка Верхнечусовские Городки (Пермская обл.) был получен первый нефтяной фонтан с дебитом 40 т в сутки. Открытие было совершено случайно в ходе буровых работ по разведке месторождений калийных солей. Больше всех находке радовался И. М. Губкин, ставший академиком в том же году и много лет выступавший за поиски нефти в восточных районах. Открытие нефти в Прикамье стало началом «Второго Баку».

По инициативе И. М. Губкина началось освоение новых нефтяных районов на Урале и в Поволжье. В 1931 г. в Башкирии недалеко от села Ишимбаево была пробурена первая скважина. А 16 мая 1932 г. из скважины 702, расположенной на правом берегу р. Белой, ударил первый фонтан нефти. Ее суточный дебит составлял 20 т. В 1937 г. было открыто Туймазинское нефтяное месторождение. Добыча нефти здесь составила в 1932 г. — 4,6 тыс. т, в 1934 г. — 63 тыс. т, в 1935 г. — 406 тыс. т, в 1938 г. — свыше 1 млн т.

В ноябре 1937 г. на базе существующей в Бугуруслане нефтеразведки возникает первый нефтепромысел в Оренбургской области. А уже в 1938 г. Бугурусланская нефтяная площадь дала стране 2246 т нефти. Всего в районах «Второго Баку» в 1938 г. было добыто около 1,3 млн т «черного золота». Башкирия в предвоенные годы стала самым крупным нефтяным районом в Урало-Поволжье.

В 1940 г. в стране было добыто 31,1 млн т нефти, из которых около 71% давал Азербайджан.

Период Великой Отечественной войны

Вероломное нападение фашистской Германии нарушило поступательное развитие нашей страны в целом и нефтяной промышленности в частности. По мере приближения вражеских армий к главным центрам нефтедобычи — Баку, Грозному, Майкопу — производились демонтаж и вывоз оборудования на Восток, скважины консервировались. Работа нефтепромыслов, находящихся вблизи от линии фронта, была осложнена регулярными бомбардировками.

25 июля 1942 г. фашисты начали операцию «Эдельвейс» по захвату кавказской нефти. В августе они вышли на Терек — последний рубеж перед броском на Баку. Возможности доставки нефти с Кавказа в центр страны стали серьезно ограничены.

В результате, несмотря на то что ведение военных действий требовало огромного количества нефтепродуктов, поставки всех видов топлива в 1942 г. по сравнению с 1940 г. сократились более чем в 2 раза.

В сложившихся условиях нефтяная промышленность страны развивалась благодаря освоению месторождений в восточных районах.

Несмотря на постепенное снижение дебита скважин, продолжалась эксплуатация Верхнечусовского промысла. В 1945 г. он прекратил добычу. Всю нефть, до последней тонны, промысел отдал стране и победе.

Кроме того, в Пермской области продолжалось освоение открытого в 1934 г. Краснокамского нефтяного района. За годы войны промысловики в тяжелейших условиях добыли из недр 904 тыс. т нефти.

В районе Бугуруслана добыча нефти была увеличена со 111 до 300 тыс. т в год, т. е. почти в 3 раза. Всего в 1941—1945 гг. месторождения данного региона дали около 1 млн т так необходимого углеводородного сырья.

Еще в августе 1941 г. в Башкирию был эвакуирован трест «Азнефте-разведка» со всеми его кадрами, оборудованием и транспортом. Совместно со специальной экспедицией Академии наук СССР он вел работы по изучению нефтеносности в республике и соседних областях. В результате были получены высокодебитные фонтаны нефти в Туймазинском районе, а также в Куйбышевской области — в Яблоневом Овраге и в районе Самарской Луки. 14 августа 1943 г. была получена первая промышленная нефть в Шугуровском районе Татарии.

В 1945 г. район Второго Баку дал 2,6 млн т «черного золота» — почти половину всей нефтедобычи в РСФСР (5,7 млн т).

Однако рост добычи нефти в «новых» районах не смог компенсировать нефтедобычи в «старых» районах и в 1945 г. она снизилась до 19 млн т.

Период до распада СССР В первые послевоенные годы было разведано значительное количество нефтяных месторождений, в том числе Ромашкинское (Татария), Шкаповское (Башкирия), Мухановское (Куйбышевская область). Соответственно, росла и добыча нефти: в 1950 г. она составила 37,9 млн т, а в 1956 г. — 83,8.

В 1957 г. на долю Российской Федерации приходилось более 70% добываемой нефти, а Татария вышла на первое место в стране по ее добыче.

Главным событием данного периода стало открытие и начало разработки богатейших нефтяных месторождений в Западной Сибири.

Еще в 1932 г. академик И. М. Губкин высказал мысль о необходимости начала систематических поисков нефти на восточном склоне Урала. Сначала были собраны сведения о наблюдениях естественных нефтяных выходов (реки Большой Юган, Белая и др.). В 1935 г. здесь начали работать геологоразведочные партии, которые подтвердили наличие выходов нефтеподобных веществ. Однако «большой нефти» не было. Разведочные работы продолжались до 1943 г., а затем были возобновлены в 1948 г. Лишь в 1960 г. было открыто Шаимское нефтяное месторождение, а вслед за ним Мегионское, Усть-Балыкское, Сургутское, Самотлорское, Варьганское, Лянторское, Холмогорское и др.

Началом промышленной добычи нефти в Западной Сибири считается 1965 г., когда ее было добыто около 1 млн т. Уже в 1970 г. добыча нефти здесь составила 28 млн т, а в 1981 г. — 329,2 млн т. Западная Сибирь стала основным нефтедобывающим районом страны, а СССР вышел на первое место в мире по добыче нефти.

В 1961 г. были получены первые фонтаны нефти на месторождениях Узень и Жетыбай в Западном Казахстане (полуостров Мангышлак). Промышленная их разработка началась в 1965 г. Только по этим двум месторождениям извлекаемые запасы нефти составляли несколько сот миллионов тонн. Проблема заключалась в том, что мангышлакские нефти — высокопарафинистые и имели температуру застывания +30...33 °С. Тем не менее в 1970 г. добыча нефти на полуострове была доведена до нескольких миллионов тонн.

Продолжалось освоение нефтяных месторождений в Коми АССР. Если в 1970 г. на Усинском месторождении было добыто 5,6 млн т нефти, то в 1975 г. — около 13, а в 1981 г. — 18,5.

Динамика изменения нефтедобычи в стране в 80 — начале 90-х годов приведена в табл. 4.1.

Таблица 4.1 — Добыча нефти (включая газовый конденсат) в 80—90 годах

Годы	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Добыча, млн т	608,8	613,0	616,0	613,0	595,0	615,0	624,0	624,0	617,0	607,0	545,0

Как видно из таблицы, планомерный рост добычи нефти в стране продолжался до 1984 г. В 1984—1985 гг. произошло падение нефтедобычи. В 1986—1987 гг. она снова росла, достигнув максимума. Однако, начиная с 1989 г., добыча нефти стала падать.

Современный период После распада СССР падение добычи нефти в России продолжилось. В 1992 г. она составила 399 млн т, в 1993 г. — 354, в 1994 г. — 317, в 1995 г. — 307. Минимальная добыча нефти была в 1998 г. — 303,4 млн т.

Продолжение падения добычи нефти было связано с тем, что сохранялось влияние ряда объективных и субъективных негативных факторов.

Во-первых, ухудшилась сырьевая база отрасли. Степень вовлеченности в разработку и выработанность месторождений по регионам весьма высоки. На Северном Кавказе в разработку вовлечены 91,0% разведанных запасов нефти, а выработанность месторождений составляет 81,5%. В Урало-Поволжье эти цифры составляют соответственно 88,0 и 69,1, в Республике Коми — 69,0 и 48,6, в Западной Сибири — 76,8 и 33,6.

Во-вторых, уменьшился прирост запасов нефти за счет вновь открытых месторождений. Из-за резкого снижения финансирования геолого-разведочные организации сократили объем геофизических работ и поисково-разведочного бурения. Это привело к снижению числа вновь открытых месторождений. Так, если в 1986—1990 гг. запасы неф-

ти во вновь открытых месторождениях составляли 10,8 млн т, то в 1991—1995 гг. — лишь 3,8.

В-третьих, велика обводненность добываемой нефти. Это означает, что при тех же издержках и объемах добычи пластовой жидкости самой нефти добывается все меньше.

В четвертых, сказываются издержки перестройки. В результате ломки старого хозяйственного механизма жесткое централизованное управление отраслью было ликвидировано, а новое — еще только создается. Возникший дисбаланс цен на нефть, с одной стороны, и на оборудование и материалы, с другой, затруднил техническое оснащение промыслов. А ведь это необходимо именно сейчас, когда большинство оборудования отработало свой срок, а многие месторождения требуют перехода с фонтанного способа добычи на насосный.

Наконец, сказываются многочисленные просчеты, допущенные в прошлые годы. Так, в 70-е годы считалось, что запасы нефти в нашей стране неисчерпаемы. В соответствии с этим ставка делалась не на развитие собственных видов промышленного производства, а на покупку готовых промышленных товаров за рубежом на валюту, получаемую от продажи нефти. Огромные средства ушли на поддержание видимости благополучия в советском обществе. Нефтяная же промышленность финансировалась по-минимуму.

На сахалинском шельфе еще в 70—80 гг. были открыты крупные месторождения, которые до сего времени не введены в эксплуатацию. Между тем им гарантирован огромный рынок сбыта в странах Азиатско-Тихоокеанского региона.

Каковы же дальнейшие перспективы развития отечественной нефтяной промышленности?

Однозначной оценки запасов нефти в России нет. Различные эксперты называют цифры объема извлекаемых запасов от 7 до 27 млрд т, что составляет от 5 до 20% мировых. Распределение запасов нефти по территории России таково: Западная Сибирь — 72,2%; Урало-Поволжье — 15,2; Тимано-Печорская провинция — 7,2; Республика Саха (Якутия), Красноярский край, Иркутская область, шельф Охотского моря — около 3,5.

В 1992 г. началась структурная перестройка нефтяной промышленности России: по примеру западных стран стали создавать вертикально интегрированные нефтяные компании, контролирующие добычу и переработку нефти, а также распределение получаемых из нее нефтепродуктов. Первой такой компанией стало государственное предприятие Роснефть. В апреле 1993 г. была основана компания ЛУКОЙЛ. Вслед за ней ЮКОС, Сургутнефтегаз, СИДАНКО, Оренбургская нефтяная компания, КомиТЭК, Восточная нефтяная компания, Славнефть, Тюменская нефтяная компания и другие.

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ВЕРТИКАЛЬНО-ИНТЕГРИРОВАННЫЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ

ЛУКОЙЛ

Роснефть

ЮКОС

СИДАНКО

Славнефть

Сургутнефтегаз

Тюменская нефтяная
компания

Сибирская нефтяная
компания

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Башнефть

Ингушнефтехимпром

Татнефть

Севосетиннефтегазпром

ПРОЧИЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ

Нефтедобывающие компании

Нефтеперерабатывающие
предприятия

Транспорт нефти и нефтепродуктов,
строительство трубопроводов

Торговля нефтью
и нефтепродуктами

Представительства иностранных компаний.
Совместные предприятия

Рис. 4.1. Структура нефтяной промышленности России

К 1995 г. формирование новой структуры нефтяной промышленности России в основном было завершено (рис. 4.1). Общее руководство нефтяной промышленностью осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации. Большая часть государственных предприятий нефтяного комплекса преобразована в акционерные общества. Сформированные при этом 8 вертикально-интегрированных нефтяных компаний выполняют полный цикл работ – разведку, разработку нефтяных месторождений, нефтепереработку и сбыт нефтепродуктов.

Субъекты Российской Федерации (республики в составе России) осуществляют работы в указанных областях силами нефтяных компаний, действующих на территории соответствующих республик.

Сведения о составе крупнейших нефтяных компаний России приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Состав нефтяных компаний России*

Нефтяная компания	Добывающая организация	НПЗ	АО нефтепродукто-обеспечения
Роснефть	Архангельскгеолдобыча Дагнефть Калмнефть Пурнефтегаз Сахалинморнефтегаз Ставропольнефтегаз Термнефть	Комсомольский Краснодарский Московский Туапсинский	Алтайнефтепродукт Архангельскнефтепродукт Екатеринбургнефтепродукт Каббалкнефтепродукт Калмнефтепродукт Карачаево-Черкесск-нефте-продукт Кемеровнефтепродукт Краснодарнефтепродукт Курганнефтепродукт Мордовнефтепродукт Мурманскнефтепродукт Находканефтепродукт Север-Нефте-Сервис Смоленскнефтепродукт Ставропольнефтепродукт Туапсенефтепродукт
ЛУКОЙЛ	Астраханьнефть Калининградморнефть Когалымнефтегаз Лангепаснефтегаз Нижневожскнефть Пермнефть Ураинефтегаз	Волгоградский Пермский	Абазехскнефтепродукт Адыгейнефтепродукт Астраханьнефтепродукт Волгограднефтепродукт Вологданефтепродукт Кировнефтепродукт Пермнефтепродукт Челябинскнефтепродукт
ЮКОС	Самаранефтегаз Юганскнефтегаз	Куйбышевский Новокуйбышев-ский Сызранский	Белгороднефтепродукт Брянскнефтепродукт Воронежнефтепродукт Липецкнефтепродукт Орелнефтепродукт Пензанефтепродукт Самаранефтепродукт Тамбовнефтепродукт Ульяновскнефтепродукт

* Возможны изменения.

Продолжение таблицы 4.2

Нефтяная компания	Добывающая организация	НПЗ	АО нефтепродукто-обеспечения
СИДАНКО	Варьеганнефтегаз Кондпетролеум Саратовнефтегаз Удмуртнефть Черногорнефть	Ангарский Саратовский Хабаровский	Амурнефтепродукт БАМнефтепродукт Бурятнефтепродукт Иркутскнефтепродукт Камчатканефтепродукт Магаданнефтепродукт Приморнефтепродукт Ростовнефтепродукт Саратовнефтепродукт Сахалиннефтепродукт Хабаровскнефтепродукт Читанефтепродукт Чукотканефтепродукт
Сургутнефтегаз	Сургутнефтегаз	Киришский	Калининграднефтепродукт Карелнефтепродукт Киришиннефтепродукт Леннефтепродукт Новгороднефтепродукт Псковнефтепродукт Тверьнефтепродукт
Славнефть	Мегионнефтегаз Мегионнефтегаз-геология	Мозырьский Ярославский	Ивановнефтепродукт Костроманефтепродукт Ярославнефтепродукт
Оренбургская (ОНАКО)	Оренбурггеология Оренбургнефть	Оренбургский Орский	Оренбургнефтепродукт
Коми ТЭК	Коминнефть	Ухтинский	Коминнефтепродукт
Восточная	Томскнефтегазгеология Томскнефть	Ачинский Томский (НХК)	Красноярскнефтепродукт Новосибирскнефтепродукт Томскнефтепродукт Туваннефтепродукт Хакаснефтепродукт
Тюменская	Тюменнефтегаз Обьнефтегазгеология Нижневартовск-нефтегаз	Рязанский	Калуганефтепродукт Курскнефтепродукт Рязаньнефтепродукт Туланефтепродукт Тюменнефтепродукт
НОРСИойл	—	Нижегородский	Владимирнефтепродукт Марийнефтепродукт Нижегороднефтепродукт Удмуртнефтепродукт

* Возможны изменения.

Благодаря структурной перестройке нефтяной промышленности, начиная с 1998 г. добыча нефти в нашей стране начала расти.

Сведения о добыче жидких углеводородов различными нефтяными компаниями России в 2001—2003 гг. приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3 — Добыча нефти в России в 2001–2003 гг.

Компания	2001 г.		2002 г.		2003 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%
ЛУКОЙЛ	62,9	18,1	75,5	19,9	79,0	18,8
ЮКОС	58,1	16,7	69,3	18,3	80,8	19,2
Сургутнефтегаз	44,0	12,6	49,2	13,0	54,0	12,8
СИДАНКО	9,1	2,6	16,3	4,3	18,6	4,4
Татнефть	24,6	7,1	24,6	6,5	24,7	5,9
Тюменская НК	40,6	11,7	37,5	9,9	43,0	10,2
Сибнефть	20,6	5,9	26,3	6,9	31,4	7,5
Башнефть	11,9	3,4	12,0	3,2	12,1	2,9
Роснефть	14,9	4,3	16,0	4,2	20,1	4,8
Славнефть	14,9	4,3	14,7	3,9	17,7	4,2
Прочие	46,4	13,3	38,1	9,9	40,0	9,3
Всего по России	305,0	100	379,6	100	421,4	100

4.2. Развитие газовой промышленности

Газовая промышленность России значительно моложе нефтяной. В ее развитии можно выделить 4 периода:

- I период зарождения газовой промышленности (до 1950 г.);
- II период ее становления (1950–1956 гг.);
- III период до распада СССР (1956–1991 гг.);
- IV современный период (с 1991 г.).

Период зарождения газовой промышленности

Газовая промышленность России зародилась в 1835 г., когда в Санкт-Петербурге методом сухой перегонки угля начали вырбатывать искусственный газ, названный светильным. В 60-х годах XIX в. с его использованием началась газификация Москвы и к 1915 г. здесь пользовались газом 2700 квартир. Небольшие газовые заводы были построены также в Одессе и Харькове.

Вместе с тем дореволюционная Россия значительно отставала в использовании газа от главных капиталистических стран мира. Так, если в Великобритании в 1891 г. светильный газ вырабатывался на 594 заводах, то в России в этом же году таких заводов было 30 (плюс 180 маломощных газогенераторных установок). По этому поводу Д. И. Менделеев

с горечью писал, что вся газовая промышленность России меньше газовой промышленности одного Берлина.

В XX веке газовое освещение повсеместно было вытеснено электрическим. Однако 100 лет применения светильного газа имели огромное значение для будущего развития промышленности природных газов.

С развитием добычи нефти люди вплотную соприкоснулись с нефтяным газом, являющимся ее неизбежным спутником. В 1880 г. нефтяной газ начали использовать как топливо в котельных Баку, а затем и Грозного. После восстановления нефтяной промышленности отбензиненный нефтяной газ широко применялся для бытовых нужд и в промышленности.

В 20-х годах в СССР было известно всего пять газовых месторождений — «Дагестанские Огни», Мельниковское, Мелитопольское, Сураханское и Ставропольское. Общие запасы газа в них составляли около 200 млн м³, а добыча не превышала 15 млн м³ в год.

До 30-х годов значение природного газа недооценивалось. Поэтому целенаправленные поиски число газовых месторождений не велись. Положение изменилось после того, как в 1933 г. был создан Главгаз. Уже в июле 1935 г. было открыто первое в Коми АССР чисто газовое месторождение — Седельское. В последующем здесь же были открыты Войвожское (1943 г.) и Нибельское (1945 г.) газовые месторождения. К концу 30-х годов было открыто более 50 месторождений природного газа в Азербайджане, Поволжье, на Северном Кавказе и в Средней Азии. Добыча природного газа достигла 3,4 млрд м³.

В годы войны были открыты крупные по тем временам Елшанское и Курдюмское газовые месторождения в Саратовской области.

Период становления газовой промышленности

Дальнейшее развитие газовой промышленности связано с открытием новых месторождений в Ставропольском и Краснодарском краях, в Тюменской области и на Украине.

В 1950 г. в Ставропольском крае были открыты Ставропольско-Полагнадское, Тахта-Кугульгинское и Расшеватское газовые месторождения. На Украине введены в эксплуатацию Бильче-Валицкое (1954 г.), Радковское (1958 г.) и Шебелинское месторождения газа.

21 сентября 1953 г. на окраине старинного сибирского села Березово ударил мощный газовый фонтан, возвестивший об открытии первой в Западной Сибири газоносной провинции. Скважина-первооткрывательница Р-1 поставила последнюю точку в спорах ученых о перспективах добычи газа в данном регионе.

Благодаря этим событиям газ все шире стал использоваться как высококачественное и дешевое топливо в промышленности, начала осу-

шествяться программа газификации городов и поселков, возросли объемы переработки природных и нефтяных газов.

Добыча газа в этот период росла по 500..600 млн м³ в год и к концу 1955 г. составила 10,4 млрд м³.

Период до распада СССР Период после 1955 г. характеризуется бурным развитием газовой промышленности. К концу 50-х годов в результате поисковых работ на Украине, Северном Кавказе, в Прикаспии и Узбекистане разведанные запасы газа увеличились по сравнению с 1946 г. в 16 раз. В 60-е годы поисковые работы переместились на восток страны. Были открыты крупные газовые месторождения в Западной Сибири (Пунгинское, Заполярное, Медвежье, Уренгойское), в Коми АССР (Вуктыльское), в Туркмении (Ачакское, Шатлыкское), в Узбекистане (Учкырское, Уртабулакское). Это позволило довести добычу газа в 1965 г. до 127,7 млрд м³, а к концу 1970 г. — до 198 млрд м³.

Начиная с 70-х годов главным направлением развития газовой промышленности России стало освоение крупных залежей природного газа в Западной Сибири. Добыча газа здесь стремительно росла: с 10 млрд м³ в 1965 г. до 195,7 в 1981 г. Таким образом, всего за 20 лет в суровых условиях Западной Сибири был создан мощный Западно-Сибирский топливно-энергетический комплекс, включающий предприятия нефтяной и газовой промышленности.

В 1980 г. в стране было добыто 435,2 млрд м³ природного газа. Начиная с 1981 г. ускоренное развитие газовой отрасли стало возможным, благодаря освоению новых месторождений в Туркмении, Астраханской, Тюменской и Оренбургской областях. К концу 1985 г. добыча газа в СССР достигла 643 млрд м³. На долю Западной Сибири при этом приходилось 376 млрд м³, из которых 270 млрд м³ давало Уренгойское месторождение.

Уже в 1984 г. СССР вышел на первое место в мире по добыче газа, опередив США. Однако рост добычи «голубого золота» продолжался и в последующем. В 1990 г. добыча газа в стране составила 815 млрд м³, из которых 640,5 приходилось на долю России.

Современный период Россия — одна из немногих стран мира, полностью удовлетворяющая свои потребности в газе за счет собственных ресурсов. По состоянию на 1.01.98 г. ее разведанные запасы природного газа составляют 48,1 трлн м³, т. е. около 33% мировых. Потенциальные же ресурсы газа в нашей стране оцениваются в 236 трлн м³.

В настоящее время в стране имеется 7 газодобывающих регионов: Северный, Северо-Кавказский, Поволжский, Уральский, Западно-Сибирский и Дальневосточный. Распределение запасов газа между ними таково: Европейская часть страны – 10,8%, Западно-Сибирский регион – 84,4%, Восточно-Сибирский и Дальневосточный регионы – 4,8%.

Добыча газа в России в 1990-е годы сокращалась: в 1991 г. – 643 млрд м³, в 1993 г. – 617, в 1995 г. – 595, в 1997 г. – 571. Причинами такой ситуации было падение промышленного производства, заниженная стоимость газа на внутреннем рынке, высокий уровень неплатежей, вступление крупнейших месторождений газа в стадию падающей добычи.

Неустойчивый рост газодобычи в нашей стране начался в 1998 г. В 1999 г. она составила около 590 млрд м³. Ввод в разработку Заполярного месторождения в конце 2001 г. улучшил ситуацию, в результате чего объем добычи газа в России в 2002 г. вырос до 595, а в 2003 г. – до 615 млрд м³.

Сведения о вкладе различных компаний России в общую добычу газа представлены в табл. 4.4.

Таблица 4.4 – Добыча газа в России в 2001–2003 гг.

Компания	2001 г.		2002 г.		2003 г.	
	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%
Газпром	511,9	88,0	523,8	88,0	540,2	85,7
ЛУКОЙЛ	3,72	0,6	4,28	0,7	4,77	0,8
ЮКОС	1,71	0,3	2,38	0,4	3,45	0,6
Сургутнефтегаз	11,10	1,9	13,30	2,2	13,88	2,2
СИДАНКО	0,72	0,1	1,14	0,2	1,84	0,3
Татнефть	0,75	0,1	0,72	0,1	0,73	0,1
Тюменская НК	4,69	0,8	3,64	0,6	4,97	0,8
Сибнефть	1,64	0,3	1,40	0,2	1,98	0,3
Башнефть	0,37	менее 0,1	0,37	менее 0,1	0,37	менее 0,1
Роснефть	6,13	1,1	6,46	1,1	7,01	1,1
Славнефть	1,39	0,2	1,13	0,2	0,82	0,1
Прочие	37,39	6,4	36,69	6,2	50,28	8,0
Всего по России	581,51	100	595,31	100	630,3	100

Главной газодобывающей компанией России является ОАО «Газпром», учрежденное в феврале 1993 г. (до этого – государственный концерн). Структура ОАО «Газпром» приведена на рис. 4.2.

ОАО «Газпром» – крупнейшая газовая компания мира, доля которой в общемировой добыче составляет 22%. Контрольный пакет акции ОАО «Газпром» (40%) находится в собственности государства.



Рис. 4.2. Структура ОАО «Газпром»

Основными видами деятельности общества являются:

- геологоразведочные работы на суше и на шельфе;
- бурение разведочных и эксплуатационных скважин;
- добыча газа, газового конденсата и нефти;
- переработка газа, газового конденсата, производство жидких углеводородов, этана, пропан-бутана, серы и гелия;
- транспорт и распределение газа и газового конденсата;
- подземное хранение газа;
- экспорт газа;
- использование газа в качестве моторного топлива;
- ремонт и восстановление газопроводов и оборудования;
- научно-исследовательские и проектные разработки.

С увеличением спроса на газ внутри России возрастет и его добыча: в период с 2001 г. по 2030 г. предполагается извлечь из недр 24,6 трлн м³ газа, доведя к 2030 г. ежегодную добычу до 830...840 млрд м³, из них 650...660 на шельфе. Перспективы увеличения добычи газа связаны с освоением месторождений севера Тюменской области (Надым-Пур-Тазовский район, пов Ямал), а также крупнейшего в Европе Штокмановского газоконденсатного месторождения (Баренцево море).

В Надым-Пур-Тазовском районе начата разработка Юбилейного, Ямсовейского и Харвутинского месторождений с суммарной годовой добычей 40 млрд м³.

На полуострове Ямал разведанные запасы газа в настоящее время составляют 10,4 трлн м³. К промышленному освоению из 27 разведанных здесь месторождений уже подготовлено 4 крупных — Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское и Новопортовское. Ожидается, что максимальный уровень добычи газа на полуострове Ямал составит 200...250 млрд м³.

Широкомасштабное освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения намечается после 2005 г. — в соответствии с потребностями европейского рынка и северозападного региона России. Прогнозируемый уровень добычи газа здесь — 50 млрд м³ в год.

Россия является крупнейшим в мире экспортером природного газа. Поставки «голубого золота» в Польшу начались в 1966 г. Затем они были организованы в Чехословакию (1967 г.), Австрию (1968 г.) и Германию (1973 г.). В настоящее время природный газ из России поставляется также в Болгарию, Боснию, Венгрию, Грецию, Италию, Румынию, Словению, Турцию, Финляндию, Францию, Хорватию, Швейцарию, страны Балтии и государства СНГ (Белоруссию, Грузию, Казахстан, Молдавию, Украину).

В 1999 г. в страны ближнего и дальнего зарубежья было поставлено 204 млрд м³ газа. В 2010 г. экспорт газа из России может быть доведен до 220...260 млрд м³, а в 2020...2030 гг. — до 365...415 млрд м³.

Важнейшими целями и приоритетами развития газовой промышленности России являются:

- увеличение доли природного газа в суммарном производстве энергоресурсов;
- расширение экспорта российского газа;
- укрепление сырьевой базы газовой промышленности;
- реконструкция Единой системы газоснабжения с целью повышения ее надежности и экономической эффективности;
- глубокая переработка и комплексное использование углеводородного сырья.

5. Основы нефтегазопромысловой геологии

5.1. Проблема поиска нефтяных и газовых месторождений

С древнейших времен люди использовали нефть и газ там, где наблюдались их естественные выходы на поверхность земли. Такие выходы встречаются и сейчас. В нашей стране — на Кавказе, в Поволжье, Приуралье, на острове Сахалин. За рубежом — в Северной и Южной Америке, в Индонезии и на Ближнем Востоке.

Все поверхностные проявления нефти и газа приурочены к горным районам и межгорным впадинам. Это объясняется тем, что в результате сложных горообразовательных процессов нефтегазоносные пласты, залегавшие ранее на большой глубине, оказались близко к поверхности или даже на поверхности земли. Кроме того, в горных породах возникают многочисленные разрывы и трещины, уходящие на большую глубину. По ним также выходят на поверхность нефть и природный газ.

Наиболее часто встречаются выходы природного газа — от едва заметных пузырьков до мощных фонтанов. На влажной почве и на поверхности воды небольшие газовые выходы фиксируются по появляющимся на них пузырькам. При фонтанных же выбросах, когда вместе с газом извергаются вода и горная порода, на поверхности остаются грязевые конусы высотой от нескольких до сотен метров. Представителями таких конусов на Апшеронском полуострове являются грязевые «вулканы» Тоурагай (высота 300 м) и Кянизадаг (490 м). Конусы из грязи, образовавшиеся при периодических выбросах газа, встречаются также на севере Ирана, в Мексике, Румынии, США и других странах.

Естественные выходы нефти на поверхность происходят со дна различных водоемов, через трещины в породах, через пропитанные нефтью конусы (подобные грязевым) и в виде пород, пропитанных нефтью.

На реке Ухте через небольшие промежутки времени наблюдается всплытие капель нефти. Нефть постоянно выделяется со дна Каспийского моря недалеко от острова Жилого.

В Дагестане, Чечне, на Апшеронском и Таманском полуостровах, а также во многих других местах земного шара имеются многочисленные нефтяные источники. Такие поверхностные нефтепроявления характерны для горных регионов с сильно изрезанным рельефом, где балки и овраги врезаются в нефтеносные пласты, расположенные вблизи поверхности земли.

Иногда выходы нефти происходят через конические бугры с кратерами. Тело конуса состоит из загустевшей окисленной нефти и породы. Подобные конусы встречаются на Небит-Даге (Туркмения), в Мексике и других местах. На о. Тринидат высота нефтяных конусов достигает 20 м, а площадь «нефтяных озер» вокруг них — 50 га. Поверхность таких «озер» состоит из загустевшей и окисленной нефти. Поэтому даже в жаркую погоду человек не только не проваливается, но даже не оставляет следов на их поверхности.

Породы, пропитанные окисленной и затвердевшей нефтью, именуется «кирами». Они широко распространены на Кавказе, в Туркмении и Азербайджане. Встречаются они, хотя и реже, на равнинах: на Волге, например, имеются выходы известняков, пропитанных нефтью.

В течение длительного времени естественные выходы нефти и газа полностью удовлетворяли потребности человечества. Однако развитие хозяйственной деятельности человека требовало все больше источников энергии.

Стремясь увеличить количество потребляемой нефти, люди стали рыть колодцы в местах поверхностных нефтепроявлений, а затем бурить скважины. Сначала их закладывали там, где нефть выходила на поверхность земли. Но количество таких мест ограничено. В конце прошлого века был разработан новый перспективный способ поиска. Бурение стали вести на прямой, соединяющей две скважины, уже дающие нефть.

В новых районах поиск месторождений нефти и газа велся практически вслепую, шараясь из стороны в сторону. Любопытные воспоминания о закладке скважины оставил английский геолог К. Крэг.

«Для выбора места съехались заведующие бурением и управляющие промыслами и сообща определили ту площадь, в пределах которой должна быть заложена скважина. Однако с обычной в таких случаях осторожностью никто не решался указать ту точку, где следовало начинать бурение. Тогда один из присутствующих, отличавшийся большой смелостью, сказал, указывая на кружившую над ними ворону: „Господа, если вам все равно, давайте начнем бурить там, где сядет ворона...“ Предложение было принято. Скважина оказалась необыкновенно удачной. Но если бы ворона пролетела на сотню ярдов дальше к востоку, то встретить нефть не было бы никакой надежды...» Понятно, что так не могло долго про-

должаться, ведь бурение каждой скважины стоит сотни тысяч долларов. Поэтому остро встал вопрос о том, где бурить скважины, чтобы безошибочно находить нефть и газ.

Это потребовало объяснить происхождение нефти и газа, дало мощный толчок развитию геологии — науки о составе, строении и истории Земли, а также методов поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений.

5.2. Состав и возраст земной коры

По современным представлениям наша планета состоит из располагающихся концентрично литосферы, мантии и ядра.

Литосфера (земная кора) — наружная твердая оболочка, толщина которой колеблется от 6 км под дном океанов до 70 км под горами. **Мантия** располагается непосредственно под земной корой и достигает глубин порядка 3000 км. Ядро — центральная часть Земли. Масса земной коры составляет менее 1% массы нашей планеты, мантии — около 70, а ядра — около 30. В то же время объем земной коры равен 1,5% объема всей Земли, мантии — 82, а ядра — 16,5. Расхождение между массовыми и объемными долями составляющих нашей планеты связано с тем, что они имеют разную плотность. Так, средняя плотность литосферы (около 2800 кг/м³) значительно меньше средней плотности Земли (около 5500 кг/м³).

Нижняя поверхность земной коры называется поверхностью Мохоровичича. Она названа так в честь югославского ученого А. Мохоровичича, который в 1907 г. установил, что на глубине около 60 км скорость распространения сейсмических волн резко возрастает. Это дало ему основание предположить, что на этой глубине находится граница между земной корой и мантией.

О ядре Земли в настоящее время известно очень мало. Но достоверно установлено, что вещество, из которого оно состоит, имеет высокую плотность.

Вещество мантии обнаружено на дне океанов в рифтах — глубоких впадинах, представляющих собой разломы, которые в некоторых местах земной коры практически достигают поверхности Мохоровичича. Сюда вещество мантии проникло за счет высоких давлений, существующих внутри Земли. Выдавленные породы обладают повышенной плотностью, имеют темный цвет и содержат много железа.

Наиболее изученной составляющей Земли является земная кора. Она сложена из горных пород, которые **по происхождению** делятся на

три группы: магматические (или изверженные), осадочные и метаморфические (или видоизмененные).

Магматические породы образовались в результате застывания магмы и имеют, в основном, кристаллическое строение. Животных и растительных остатков в них не содержится. Типичные представители магматических пород — базальты и граниты.

Осадочные породы образовались в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и поверхности материков. В свою очередь, они делятся на обломочные породы, а также породы химического, органического и смешанного происхождения.

Обломочные породы образовались в результате отложения мелких кусочков разрушенных пород. К ним относятся валуны, галечники, гравий, пески, песчаники, глины и др.

Породы химического происхождения образовались вследствие выпадения солей из водных растворов или в результате химических реакций в земной коре. Такими породами являются гипс, каменная соль, бурые железняки, кремнистые туфы и др.

Породы органического происхождения являются окаменелыми останками животных и растительных организмов. К ним относятся известняки, мел и др.

Породы смешанного происхождения сложены из материалов обломочного, химического и органического происхождения. Представители данных пород — мергели, глинистые и песчаные известняки.

Метаморфические породы образовались из магматических и осадочных пород под воздействием высоких температур и давлений в толще земной коры. К ним относятся сланцы, мрамор, яшмы и др.

Поскольку основные известные месторождения нефти и газа сосредоточены в осадочных породах, им необходимо уделить дополнительное внимание. Осадочные породы встречаются в пониженных местах континентов и в морских бассейнах. В них часто сохраняются останки животных и растительных организмов, населявших Землю в различные времена, в виде отпечатков и окаменелостей. Поскольку определенные виды организмов существовали только в течение определенных промежутков времени, то и возраст пород стало возможным увязать с наличием в них тех или иных останков. На этом основано применяемое в геологии исчисление возраста горных пород. Оно представлено в виде геохронологической таблицы (табл. 5.1).

В соответствии с этим исчислением все время формирования земной коры (3...3,5 млрд лет) делится на эры, которые подразделяются на периоды, периоды — на эпохи, эпохи — на века (последние в табл. 5.1 не показаны). Толща горных пород, образовавшаяся в течение эры, называется группой, в течение периода — системой, в течение эпохи — отделом, в тече-

ние века — ярусом. Каждый отрезок геологического времени характеризуется определенными видами организмов, не живших на Земле ни до, ни после этого времени.

Таблица 5.1 — **Геохронологическая таблица**

Эра (группа)	Период (система)	Стадия развития органического мира	Начало периода, млн лет назад
Кайнозойская	Четвертичный	Животный и растительный мир близок к современному; появление человека	2
	Неогеновый	Интенсивное развитие млекопитающих, расцвет флоры покрытосеменных, беспозвоночные близки к современным	26
	Палеогеновый		67
Мезозойская	Меловой	Развитие крупных пресмыкающихся на суше; появление флоры покрытосеменных; в морях развитие аммонитов	137
	Юрский	Расцвет гигантских пресмыкающихся и флоры голосеменных. Появление летающих ящеров и птиц. Развитие белемнитов	195
	Триасовый	Распространение наземных форм пресмыкающихся; развитие богатой флоры голосеменных	240
Палеозойская	Пермский	Появление пресмыкающихся; широкое распространение крупных земноводных. Появление голосеменных растений. Вымирание плеченогих	285
	Каменноугольный	Развитие фауны земноводных. Расцвет плауновидных папоротниковых растений	360
	Девонский	Появление насекомых и земноводных. Развитие наземных растений. Разнообразная фауна плеченогих и кораллов	410
	Силурийский	Следы наземной жизни, первые рыбы; разнообразная фауна ракообразных, плеченогих и кораллов	440
	Ордовикский		500
	Кембрийский	Примитивные формы простейших плеченогих и трилобитов, развитие водорослей	570
Протерозойская	—	Широкое распространение водорослей. Появление простейших животных	2600
Археозойская	—	Остатки органического мира неизвестны	Более 2600

Древнейшая эра — **археозойская** (от греческих слов «архе» — начало и «зоо» — жизнь), что означает «эра начала жизни». В породах этого возраста останки растительности и животных встречаются очень редко. Следующая эра — **протерозойская** («протос» — первый, «эос» — заря), что означает «заря жизни». В породах этой эры встречаются окаменелости беспозвоночных животных и водорослей. **Палеозойская** эра («палеон» — древний), т. е. «эра древней жизни», характеризуется не только бурным развитием растительной и животной жизни, но и интенсивными горо-

образовательными процессами. В породах этого возраста найдены крупные месторождения угля, нефти, газа, сланцев. **Мезозойская** эра («мезос» — средний), т.е. «эра средней жизни», также характеризуется условиями, благоприятными для образования нефти, газа и угля. И, наконец, **кайнозойская** эра («кайнос» — новый), т.е. «эра новой жизни», — это эра наиболее благоприятных геологических условий для образования данных полезных ископаемых. К отложениям этого возраста приурочены самые крупные в мире месторождения нефти и газа.

5.3. Формы залегания осадочных горных пород

Характерный признак осадочных горных пород — их **слоистость**. Данные породы сложены, в основном, из почти параллельных слоев (пластов), отличающихся друг от друга составом, структурой, твердостью и окраской. Поверхность, ограничивающая пласт снизу, называется **подшовой**, а сверху — **кровлей**.

Пласты осадочных пород могут залегать не только горизонтально, но и в виде **складок** (рис. 5.1), образовавшихся в ходе колебательных, тектонических и горообразовательных процессов. Изгиб пласта, направленный выпуклостью вверх, называется **антиклиналью**, а выпуклостью

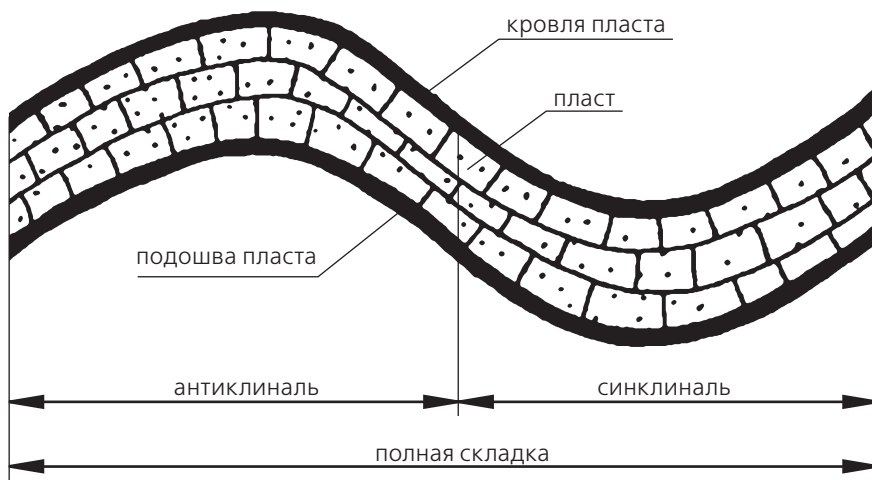


Рис. 5.1. Складка, образованная осадочными породами

вниз — **синклиналью**. Соседние антиклиналь и синклиналь в совокупности образуют **полную складку**.

В России почти 90% найденных нефти и газа находятся в антиклиналях, за рубежом — около 70%.

Размеры антиклиналей составляют в среднем: длина 5...10 км, ширина 2...3 км, высота 50...70 м. Однако известны и гигантские антиклинали. Так, самое крупное в мире нефтяное месторождение Гавар (Саудовская Аравия) имеет размеры в плане 225 × 25 км и высоту 370 м, а Уренгойское газовое месторождение (Россия) — 120 × 30 км при высоте 200 м.

По проницаемости горные породы делятся на проницаемые (коллекторы) и непроницаемые (покрышки). **Коллекторы** — это любые горные породы, которые могут вмещать в себя и отдавать жидкости и газы, а также пропускать их через себя при наличии перепада давления. Встречаются следующие типы коллекторов:

- **поровые**, состоящие из зернистых материалов (пески, песчаники и др.), пустотами в которых являются межзерновые поры;
- **кавернозные**, пустоты в которых образованы полостями-кавернами различного происхождения (например, образованными в результате растворения солей проникающими в породу поверхностными водами);
- **трещиноватые**, образованные из непроницаемых опор, но вмещающие в себя жидкости или газ за счет многочисленных микро- и макротрещин (трещиноватые известняки и др.);
- **смешанные** (кавернозно-трещиноватые, трещиновато-поровые, кавернозно-поровые или кавернозно-трещиновато-поровые).

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают поровые коллекторы. Неплохими способностями вмещать в себя и отдавать жидкости и газы, а также пропускать их через себя могут обладать и другие типы коллекторов. Так, на некоторых месторождениях Саудовской Аравии взаимосвязанные системы трещин создают каналы длиной до 30 км. К трещиноватым коллекторам за рубежом приурочено более 50% открытых запасов нефти, а в России — 12%.

Покрышки — это практически непроницаемые горные породы. Обычно ими бывают породы химического или смешанного происхождения, не нарушенные трещинами. Чаще всего роль покрышек выполняют глины: смачиваясь водой, они разбухают и закрывают все поры и трещины в породе. Кроме того, покрышками могут быть каменная соль и известняки.

5.4. Состав нефти и газа

Нефть и газ—это тоже горные породы, но не твердые, а жидкие и газообразные. Вместе с другими горючими осадочными породами (торф, бурый и каменный уголь, антрацит) они образуют семейство **каустобиолитов**, т. е. горючих органических пород.

Говоря о составе нефти, различают элементный, фракционный и групповой составы.

Основными ее элементами являются **углерод** (83...87%) и **водород** (11...14%). Наиболее часто встречающаяся примесь—**сера** (до 7%), хотя во многих нефтях серы практически нет. Сера содержится в нефтях в чистом виде (самородная), в виде сероводорода или меркаптанов. Она усиливает коррозию металлов. Азота в нефтях не больше 1,7%; он совершенно безвреден в силу своей инертности. **Кислород** встречается не в чистом виде, а в различных соединениях (кислоты, фенолы, эфиры и т. д.); его в нефти не более 3,6%. Из **металлов** присутствуют железо, магний, алюминий, медь, натрий, олово, кобальт, хром, германий, ванадий, никель, ртуть и другие. Содержание металлов столь мало, что они обнаруживаются лишь в золе, остающейся после сжигания нефти.

Фракционный состав нефти определяется при разделении соединений по температуре кипения. **Фракцией** (дистиллятом) называется доля нефти, выкипающая в определенном интервале температур. **Началом кипения** фракции считают температуру падения первой капли сконденсировавшихся паров; **концом кипения**—температуру, при которой испарение фракции прекращается. Так, бензины выкипают в пределах 35...205 °С, керосины—150...315, дизельные топлива—180...350, масла—350 и выше.

Под **групповым составом** нефти понимают количественное соотношение в ней отдельных групп углеводородов и соединений.

Углеводороды представляют собой химические соединения углерода и водорода. Они бывают парафиновые, нафтеновые и ароматические. **Парафиновые углеводороды** (метан, этан, пропан и т. д.) имеют химическую формулу C_nH_{2n+2} (n —число атомов углерода). При n от 1 до 4 парафиновые углеводороды являются газами, при n от 5 до 15—жидкостями, при $n \geq 16$ —при обычных температурах твердыми веществами. Твердые углеводороды метанового ряда называют парафинами. Температура их плавления составляет в основном 52...62 °С. В пластовых условиях парафины находятся в растворенном состоянии. Однако при снижении температуры, давления и выделении растворенного газа парафин выделяется из нефти в виде кристаллов, создавая тем самым проблемы для ее фильтрации в пласте и движения в трубопроводах. В зависимости от строения и количества жидких парафиновых углеводородов в нефтях, свойства получаемых из них нефтепродуктов могут различаться довольно существенно.

твенно. **Нафтеносые углеводороды** (цикланы) имеют химическую формулу C_nH_{2n} . В отличие от парафиновых углеводородов они имеют циклическое строение. Нафтеносые углеводороды присутствуют во всех фракциях нефтей. Они — важнейший компонент моторных топлив и смазочных масел (улучшают эксплуатационные свойства бензинов, уменьшают зависимость вязкости масел от температуры), а также сырье для получения ароматических углеводородов. **Ароматические углеводороды** (арены) имеют химическую формулу C_nH_{2n-6} (при $n \geq 6$). Циклическое строение ароматических углеводородов в отличие от нафтеносых характеризуется наличием двойных связей. Они также встречаются во всех фракциях, обладают хорошей растворяющей способностью по отношению к органическим веществам, но высокотоксичны.

Кроме углеводородов в нефти содержатся кислородные, сернистые и азотистые соединения. К числу основных **кислородных соединений**, содержащихся в нефтях, относятся нафтеносые кислоты и асфальто-смолистые вещества. Нафтеносые кислоты вызывают коррозию металлов. Асфальто-смолистые вещества — это сложные высокомолекулярные соединения, содержащие кроме углерода и водорода кислород (до 2%), серу (до 7%) и азот (до 1%). При обычных температурах они представляют собой малотекучее или твердое вещество с плотностью, превышающей плотность воды. Часть асфальто-смолистых веществ, растворимая в бензине, называется **смолой**, а нерастворимая — **асфальтом**.

Содержание **сернистых соединений** в отдельных нефтях доходит до 6%. Однако встречаются и малосернистые нефти.

Азотистые соединения представлены, в частности, порфиринами, которые, как считалось, образовались из хлорофилла растений и гемоглобина животных. Странники теории органического происхождения нефти видели в этом подтверждение своих взглядов.

Природные газы делятся на три группы:

- добываемые из чисто газовых месторождений;
- добываемые из газоконденсатных месторождений;
- добываемые вместе с нефтью из нефтяных месторождений.

Все газы представляют собой смеси парафиновых углеводородов с азотом, сероводородом, углекислым газом и другими компонентами, но в разных пропорциях. Газы чисто газовых месторождений наиболее легкие, они на 90% и более состоят из метана. Газы нефтяных месторождений (их также называют попутным нефтяным газом) наиболее тяжелые, метана в них от 30 до 70%. Газы газоконденсатных месторождений несколько более тяжелы, чем газы чисто газовых месторождений, но легче, чем нефтяной газ; метана в них от 80 до 90%.

Природный газ бесцветен, а при отсутствии в нем сероводорода — не имеет запаха.

5.5. Происхождение нефти

Считается, что за время существования нефтяной промышленности человечеством добыто около 85 млрд т нефти и оставлено в недрах отработанных месторождений еще 80...90 млрд т. Кроме того, доказанные запасы нефти в настоящее время составляют около 140 млрд т. Итого около 300 млрд т. Что за «фабрика» произвела такое количество нефти?

Вопрос о происхождении нефти имеет не только познавательное, но и большое практическое значение. «Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникла нефть... будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, мы получим... надежные указания, в каких местах надо искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку», — справедливо писал в 1932 г. академик И. М. Губкин.

В развитии взглядов на происхождение нефти выделяют 4 этапа:

- 1) донаучный период;
- 2) период научных догадок;
- 3) период формирования научных гипотез, связанный с началом развития нефтяной промышленности;
- 4) современный период.

Ярким примером донаучных представлений о происхождении нефти являются взгляды польского натуралиста XVIII в. каноника К. Ключа. Он считал, что нефть образовалась в раю и является остатком той благодатной жирной почвы, на которой цвели райские сады. Но после грехопадения Бог решил наказать человечество и уменьшил урожайность земли, удалив из нее жирное вещество. Одна часть жира, по мнению каноника, испарилась под влиянием солнечного тепла, а другая опустилась вглубь Земли, где и образовала скопления нефти.

Примером взглядов периода научных догадок является высказанная М. В. Ломоносовым мысль о том, что нефть образовалась из каменного угля под воздействием высоких температур. В своей работе «О слоях земных» в середине XVIII в. он писал: «Выгоняется подземным жаром из приуготовляющихся каменных углей оная бурая и черная масляная материя и вступает в разные расселины...».

С началом развития нефтяной промышленности вопрос о происхождении нефти приобрел важное прикладное значение. Это дало мощный толчок к появлению различных научных гипотез.

В 1866 г. французский химик М. Бертло высказал предположение, что нефть образовалась в недрах Земли при воздействии углекислоты на щелочные металлы. Другой французский химик, Г. Биассон, в 1871 г. выступил с идеей о происхождении нефти в результате взаимодействия воды, углекислого газа и сероводорода с раскаленным железом. Обе эти

реакции действительно приводят к образованию нефтеподобного вещества, а сами гипотезы являются первыми представителями неорганической теории происхождения нефти.

В 1888 г. немецкий химик К. Энглер, нагревая жиры морских животных при давлении 1 МПа до температуры 320...400 °С, получил нефтеподобные продукты. На этом основании он вместе с геологом Г. Гефером выдвинул гипотезу о происхождении нефти из животного жира, т. е. из органического вещества. Но сколько же рыб должно погибнуть, чтобы сформировать хотя бы одно крупное месторождение? Не все сходится и по времени. Первые рыбы появились на нашей планете почти 440 млн лет назад, а нефть найдена в породах возрастом в 1,5 раза старше.

В настоящее время сформировались две теории происхождения нефти: органическая и неорганическая.

Сторонники **органической теории** утверждают, что исходным материалом для образования нефти стало органическое вещество.

В основе современных взглядов на происхождение нефти лежат положения, сформулированные академиком И. М. Губкиным в 1932 г. в его монографии «Учение о нефти». Ученый считал, что исходным для образования нефти является органическое вещество морских илов, состоящее из растительных и животных организмов. Его накопление на дне морей происходит со скоростью до 150 г на 1 квадратный метр площади в год. Старые слои довольно быстро перекрываются более молодыми, что предохраняет органику от окисления. Первоначальное разложение растительных и животных остатков происходит без доступа кислорода под действием анаэробных бактерий. Далее пласт, образовавшийся на морском дне, опускается в результате общего прогибания земной коры, характерного для морских бассейнов. По мере погружения осадочных пород давление и температура в них повышаются. Это приводит к преобразованию рассеянной органики в диффузно рассеянную нефть. Наиболее благоприятны для нефтеобразования давления 15...45 МПа и температуры 60...150 °С, которые существуют на глубинах 1,5...6 км. Далее, под действием возрастающего давления, нефть вытесняется в проницаемые породы, по которым она мигрирует к месту образования залежей.

Таким образом, процесс нефтеобразования делится на три этапа:

- 1) накопление органического материала и его преобразование в диффузно рассеянную нефть;
- 2) выжимание рассеянной нефти из нефтематеринских пород в коллекторы;
- 3) движение нефти по коллекторам и ее накопление в залежах.

В последующие годы взгляды И. М. Губкина блестяще подтвердились. В 1934 г. в нефти, асфальтах и ископаемых углях были найдены порфирины, входящие в молекулу хлорофилла. В 50-е годы нашего столетия

А. И. Горской (в СССР) и Ф. Смитом (в США) были открыты нефтяные углеводороды в осадках водоемов различных типов (в озерах, заливах, морях, океанах). Открытие крупнейших нефтяных месторождений в осадочных бассейнах сначала между Волгой и Уралом, а затем в Западной Сибири также подтверждает взгляды И. М. Губкина. Наконец, в настоящее время большинство нефтяных месторождений мира находится в местах сосредоточения осадочных пород, содержащих окаменелые останки животных и растений.

Вместе с тем сторонники органического происхождения нефти бессильны объяснить существование ее гигантских скоплений там, где органического вещества в осадочных породах относительно мало (например, бассейн реки Ориноко). Более того, довольно значительные скопления нефти в Марокко, Венесуэле, США и других странах встречаются в метаморфических и изверженных породах, в которых органического вещества просто не может быть. До недавнего времени бесспорным подтверждением родства нефти и органического мира считались соединения, встречающиеся в обоих из них (например, порфирины). Однако в настоящее время многие из этих соединений получены неорганическим путем. При этом синтезе также получается значительное количество твердых парафинов, часто встречающихся в нефти. Органическая же теория объяснить такую долю парафина в нефтях не может.

Абсолютно не вписываются в органическую теорию происхождения нефти находки, сделанные в магматических породах. Так, в древнейших кристаллических породах, вскрытых Кольской сверхглубокой скважиной, зафиксировано присутствие родственного нефти битуминозного вещества, а на вьетнамском шельфе открыты крупные нефтяные месторождения (Белый Тигр, Волк, Дракон), где продуктивными оказались не привычные нефтяникам песчаники и известняки, а глубинный гранитный массив. Похожее, хотя и небольшое, месторождение (Оймаша) известно в Казахстане.

Сторонники **неорганической теории** считают, что нефть образовалась из минеральных веществ.

Например, нашего знаменитого соотечественника Д. И. Менделеева поразила удивительная закономерность: нефтяные месторождения Пенсильвании и Кавказа, как правило, расположены вблизи крупных разломов земной коры. Основываясь на этом наблюдении, в 1876 г. он выдвинул так называемую «карбидную» гипотезу происхождения нефти. Зная о том, что средняя плотность Земли превышает плотность земной коры, он сделал вывод, что в недрах нашей планеты в основном залегают металлы. По его мнению, это должно быть железо. Процесс образования нефти виделся Д. И. Менделееву следующим. Во время горообразовательных процессов по трещинам-разломам, рассекающим земную кору,

вглубь нее проникает вода. Встречая на своем пути карбиды железа, она вступает с ними в реакцию, в результате которой образуются оксиды железа и углеводороды. Затем последние по тем же разломам поднимаются в верхние слои земной коры и образуют нефтяные месторождения.

Заслугой Д. И. Менделеева является то, что впервые вместо общих рассуждений им была выдвинута стройная гипотеза, объясняющая не только химическую, но и геологическую сторону процесса образования нефти из неорганических веществ.

Оппоненты «карбидной» гипотезы утверждают, что существование карбидов железа в недрах Земли не доказано, а, кроме того, в условиях высоких давлений и температур горные породы становятся пластичными, и поэтому существование трещин, ведущих к ядру Земли, по их мнению, невозможно. Но это не значит, что гипотеза Д. И. Менделеева опровергнута: воды для реакций с карбидами достаточно и в веществе мантии.

В 1892 г. профессор Московского государственного университета В. Д. Соколов, основываясь на фактах находок битумов в метеоритах, а также на наличии углеводородов в хвостах некоторых комет, предложил «космическую» гипотезу возникновения нефтяных углеводородов в коре нашей планеты. По его мнению, углеводороды изначально присутствовали в газопылевом облаке, из которого сформировалась Земля. Впоследствии они стали выделяться из магмы и подниматься в газообразном состоянии по трещинам в верхние слои земной коры, где конденсировались, образуя месторождения нефти. Оппоненты В. Д. Соколова утверждают, что существование в недрах Земли трещин большой протяженности, соединяющих земное ядро с поверхностью, невозможно. В то же время исследованиями установлено, что в атмосфере планет Юпитера, Сатурна, Урана и Нептуна присутствует метан, хотя никакой органики на этих планетах не было и быть не может. Ученые предполагают, что метан образовался в условиях высоких температур из водорода и углекислого газа, широко распространенных в космосе.

В 50-е годы ленинградский геолог-нефтяник, профессор Н. А. Кудрявцев, собрал и обобщил огромный геологический материал по нефтяным месторождениям мира. Прежде всего, он на более обширном материале подтвердил наблюдения Д. И. Менделеева о том, что многие месторождения обнаруживаются вблизи глубинных разломов земной коры. Во-вторых, он собрал сведения об отсутствии прямой связи между наличием нефти и количеством органического вещества в породе. Таким местом является, в частности, Мархининский вал на севере Сибири, где горные породы на глубину двух километров буквально пропитаны нефтью, а количество углерода, образовавшегося одновременно с породой, составляет всего 0,2...0,4%. На этом основании ученый считал, что нефтеносность Мархининского вала связана не с преобразованием органического веществ

тва, а с наличием глубинного разлома, по которому углеводороды поднимались из недр планеты. Тем же самым можно объяснить присутствие нефти в кимберлитовых трубках, которые представляют собой каналы взрывного разлома земной коры, образовавшиеся в результате прорыва глубинных газов и магмы из недр Земли.

Величайшее скопление тяжелой нефти в количестве около 100 млрд т в районе озера Атабаска (Канада) по органической теории никак не могло образоваться. Во-первых, для этого необходимо 300...400 млрд т обычной нефти, что предполагает наличие нефтесборной площади не менее 2 млн км², которой в районе Канады нет. А во-вторых, данное скопление залегает на небольших глубинах, где температура недостаточна для нефтеобразования.

Органическая теория не может объяснить присутствие озокерита и других нефтяных битумов в метеоритах (углистые хондриты) — ведь органическая жизнь за пределами Земли неизвестна.

Сложные нефтеподобные вещества в виде мальты и асфальтитов встречаются в глубоких рудниках Швеции, Норвегии и Канады, разработанных в магматических породах, где по органической теории они образоваться не могут из-за отсутствия органического вещества. То же самое можно сказать о находках битума в шахтах по добыче асбеста в Зимбабве. Рудовмещающие породы здесь имеют возраст около 2 млрд лет: жизнь на Земле в те времена только зарождалась, так что органического «сырья» для образования нефти еще не было.

На основании этих и других фактов Н. А. Кудрявцев выдвинул «магматическую» гипотезу образования нефти. По его мнению, на больших глубинах в условиях очень высокой температуры углерод и водород образуют углеводородные радикалы CH , CH_2 и CH_3 . Затем по глубинным разломам они поднимаются вверх, ближе к земной поверхности. Благодаря уменьшению температуры, в верхних слоях Земли эти радикалы соединяются друг с другом и с водородом, в результате чего образуются различные нефтяные углеводороды.

Основываясь на этой гипотезе, Н. А. Кудрявцев советовал искать нефть не только в верхних слоях, но и значительно глубже. Согласно эмпирическому закону, носящему его имя, «...важнейшая из закономерностей состоит в том, что во всех без исключения нефтеносных районах, где нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, в том или ином количестве они найдутся во всех нижележащих горизонтах...». По мнению Н. А. Кудрявцева, это положение совершенно не зависит от состава пород, условий их образования и содержания в них органического вещества. А промышленные залежи нефти и газа образуются там, где имеются хорошие коллекторы и ловушки.

Например, Харьягинское месторождение на разломе в бассейне Печоры содержит 35 нефтяных залежей в горизонтах различного возраста — от

среднего девона до нижнего триаса. В Алжирской Сахаре залежи нефти связаны с отложениями от триаса (150 млн лет назад) до кембрия (более 500 млн лет назад). Аналогичная картина имеет место в других регионах.

Оппоненты Н. А. Кудрявцева утверждают, что в условиях высоких температур углеводородные радикалы существовать не могут. Однако Э. Б. Чекалюк выполнил необходимые расчеты и показал, что на больших глубинах высокое давление полностью подавляет термическую деструкцию углеводородов. Кроме того, здесь происходит не только синтез углеводородов из воды и углекислого газа, но также их полимеризация, циклизация и конденсация в крупные углеводородные молекулы. Оптимальные термодинамические условия для синтеза нефти, по мнению ученого, имеют место на глубинах порядка 100...200 км.

О том, где и при каких условиях возникла нефть, можно судить по ее химическому составу. Еще в 50-х годах XX в. установили, что многие нефти образовались при температуре от 200 до 350 °С. Позднее появились утверждения, что это произошло при температурах 700...1100 °С. Так как в осадочных породах температура обычно не превышает 50...200 °С, то выходит, что нефть сформировалась на больших глубинах. Для этого хорошо «подходят» верхние слои мантии Земли (глубина 40...160 км), где температура достигает 500...1200 °С. И действительно, по данным академिका П. Н. Кропоткина, присутствие углеводородов в средней и нижней части коры континентов и в мантии на глубинах 40...180 км установлено в результате магнитно-теллургического зондирования и электрзондирования с помощью МГД-генераторов.

Н. А. Кудрявцев и его сторонники считают, что прорыв нефтяных углеводородов ближе к поверхности происходит по разломам в мантии и земной коре. Реальность существования таких каналов доказывается широким распространением на Земле классических и грязевых каналов, а также кимберлитовых трубок взрыва. Следы вертикальной миграции углеводородов от кристаллического фундамента в слои осадочных пород обнаружены во всех скважинах, пробуренных на большие глубины, — на Кольском полуострове, в Волго-Уральской нефтеносной провинции, в Центральной Швеции, в штате Иллинойс (США). Обычно это включения и прожилки битумов, заполняющих трещины в магматических породах; в двух скважинах обнаружена и жидкая нефть.

До недавнего времени в СССР общепризнанной считалась теория органического происхождения нефти, согласно которой «черное золото» залегает на глубине 1,5...6 км. Белых пятен в недрах Земли на этих глубинах почти не осталось. Поэтому теория органического происхождения не дает практически никаких перспектив в отношении разведки новых крупных месторождений нефти.

Иное дело теория неорганического происхождения нефти. В недрах нашей планеты имеется достаточное количество исходного материала для образования углеводородов. Источниками углерода и водорода считаются вода и углекислый газ. Их содержание в 1 м³ вещества верхней мантии Земли, по данным Е. К. Мархинина, составляет 180 и 15 кг соответственно. Благоприятная для реакции химическая среда обеспечивается присутствием закисных соединений металлов, содержание которых в вулканических породах доходит до 20%. Образование нефти будет продолжаться до тех пор, пока в недрах Земли есть вода, углекислый газ и восстановители (в основном закись железа). Таким образом, теория неорганического происхождения нефти не только объясняет факты, ставящие в тупик «органиков», но и дает нам надежду на то, что запасы нефти на Земле значительно больше разведанных на сегодня, а самое главное — продолжают пополняться.

В целом можно сделать вывод, что обе теории происхождения нефти достаточно убедительно объясняют этот процесс, взаимно дополняя друг друга. А истина лежит где-то посередине.

5.6. Происхождение газа

Метан широко распространен в природе. Он всегда входит в состав пластовой нефти. Много метана растворено в пластовых водах на глубине 1,5...5 км. Газообразный метан образует залежи в пористых и трещиноватых осадочных породах. В небольших концентрациях он присутствует в водах рек, озер и океанов, в почвенном воздухе и даже в атмосфере. Основная же масса метана рассеяна в осадочных и изверженных породах. Напомним также, что присутствие метана зафиксировано на ряде планет Солнечной системы и в далеком космосе.

Широкое распространение метана в природе позволяет предположить, что он образовался различными путями.

На сегодня известно несколько процессов, приводящих к образованию метана:

- биохимический;
- термокаталитический;
- радиационно-химический;
- механохимический;
- метаморфический;
- космогенный.

Биохимический процесс образования метана происходит в илах, почве, осадочных горных породах и гидросфере. Известно более десятка бактерий, в результате жизнедеятельности которых из органических соединений (белков, клетчатки, жирных кислот) образуется метан. Даже нефть на больших глубинах под действием бактерий, содержащихся в пластовой воде, разрушается до метана, азота и углекислого газа.

Термокаталитический процесс образования метана заключается в преобразовании в газ органического вещества осадочных пород под воздействием повышенной температуры и давления в присутствии глинистых минералов, играющих роль катализатора. Этот процесс подобен образованию нефти. Первоначально органическое вещество, накапливающееся на дне водоемов и на суше, подвергается биохимическому разложению. Бактерии при этом разрушают простейшие соединения. По мере погружения органического вещества вглубь Земли и соответственного повышения температуры деятельность бактерий затухает и полностью прекращается при температуре 100 °С. Однако уже включился другой механизм — разрушения сложных органических соединений (остатки живого вещества) в более простые углеводороды и, в частности, в метан, под воздействием возрастающих температуры и давления. Важную роль в этом процессе играют естественные катализаторы — алюмосиликаты, входящие в состав различных, особенно глинистых пород, а также микроэлементы и их соединения.

Чем же отличается в таком случае образование метана от образования нефти? Во-первых, нефть образуется из органического вещества сапропелевого типа — осадков морей и шельфа океанов, образованных из фито- и зоопланктона, обогащенных жировыми веществами. Исходным для образования метана является органическое вещество гумусового типа, состоящее из остатков растительных организмов. Это вещество при термокатализе образует, в основном, метан. Во-вторых, главная зона нефтеобразования соответствует температурам горных пород от 60 до 150 °С, которые встречаются на глубине 1,5...6 км. В главной зоне нефтеобразования наряду с нефтью образуется и метан (в сравнительно малых количествах), а также его более тяжелые гомологи. Мощная зона интенсивного газообразования соответствует температурам 150...200 °С и больше, она находится ниже главной зоны нефтеобразования. В главной зоне газообразования в жестких температурных условиях происходит глубокая термическая деструкция не только рассеянного органического вещества, но и углеводородов горючих сланцев и нефти. При этом образуется большое количество метана.

Радиационно-химический процесс образования метана протекает при воздействии радиоактивного излучения на различные углеводородные соединения.

Замечено, что черные тонкодисперсные глинистые осадки с повышенной концентрацией органического вещества, как правило, обогащены и ураном. Это связано с тем, что накопление органического вещества в осадках благоприятствует осаждению солей урана. Под воздействием радиоактивного излучения органическое вещество распадается с образованием метана, водорода и окиси углерода. Последняя сама распадается на углерод и кислород, после чего углерод соединяется с водородом, также образуя метан.

Механохимический процесс образования метана заключается в образовании углеводородов из органического вещества (углей) под воздействием постоянных и переменных механических нагрузок. В этом случае на контактах зерен минеральных пород образуются высокие напряжения, энергия которых и участвует в преобразовании органического вещества.

Метаморфический процесс образования метана связан с преобразованием угля под воздействием высоких температур в углерод. Данный процесс есть часть общего процесса преобразования веществ при температуре свыше 500 °С. В таких условиях глины превращаются в кристаллические сланцы и гранит, известняк — в мрамор и т. п.

Космогенный процесс образования метана описывает «космическая» гипотеза образования нефти В. Д. Соколова.

Какое место занимает каждый из этих процессов в общем процессе образования метана? Считается, что основная масса метана большинства газовых месторождений мира имеет термokatалитическое происхождение. Образуется он на глубине от 1 до 10 км. Большая доля метана имеет биохимическое происхождение. Основное его количество образуется на глубинах до 1...2 км.

5.7. Образование месторождений нефти и газа

Каким бы ни был механизм образования углеводородов, для формирования крупных скоплений нефти и газа необходимо выполнение ряда условий: наличие проницаемых горных пород (коллекторов), непроницаемых горных пород, ограничивающих перемещение нефти и газа по вертикали (покрышек), а также пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике (ловушки).

Миграция нефти и газа — основное условие формирования их скоплений. Миграция происходит в коллекторах вместе с пластовой водой, которая обычно насыщает поровое пространство. При этом нефть и газ либо

растворены в воде, либо находятся в свободном состоянии. Миграция происходит из области высоких давлений в область относительно низких вдоль непроницаемых пород — покрышек. Попав в ловушку, нефть, газ и вода под действием сил гравитации расслаиваются: газ, как самый легкий, уходит вверх, вода, как самая тяжелая, — вниз, нефть занимает промежуточное положение.

Самые распространенные типы ловушек приведены на рис. 5.2. Наиболее распространены **антиклинальные** ловушки (рис. 5.2а). Если в антиклинальной складке пласт-коллектор перекрыт водогазонефте непроницаемой толщей (покрышкой), то в нем возможно формирование нефтегазовой залежи. Тектонические движения часто приводят к разрыву сплошности слоев и вертикальному перемещению мест обрыва относительно друг друга. В результате пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкоснуться с непроницаемой горной породой, что приводит к образованию **тектонически экранированной** ловушки (рис. 5.2б). Если по какой-то поверхности коллекторы перекроются более молодыми непроницаемыми отложениями, то образуется **стратиграфически экранированная** ловушка (рис. 5.2в). В природе встречаются случаи, когда линзы проницаемых пород, например, песчаников, окружены непроницаемыми — глинами. В этом случае образуется **литологически экранированная** ловушка (рис. 5.2г).

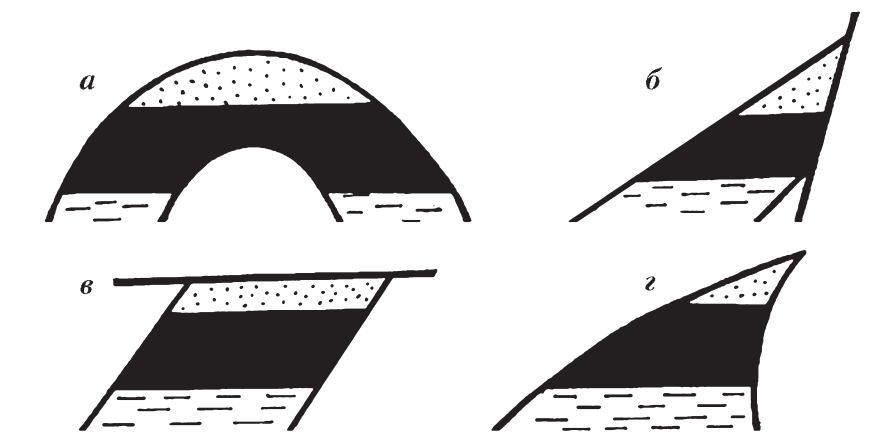


Рис. 5.2. Типы ловушек

Скопление нефти и газа, сосредоточенное в ловушке в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется **залежью**. Наиболее часто залежи углеводородов встречаются в ловушках антиклинального типа (рис. 5.3). В общем случае в верхней части продуктивного пласта располагается свободный газ (газовая шапка), внизу — вода, а между ними нефть.

Поверхность, разделяющая нефть и воду или нефть и газ, называется соответственно **водонефтяным** или **газонефтяным контактом**. Линия пересечения поверхности контактов с кровлей пласта называется соответственно **внешним контуром** нефтеносности или газоносности, а с подошвой пласта — **внутренним контуром** нефтеносности или газоносности. Кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой нефтегазонасного пласта называют его **толщиной**.

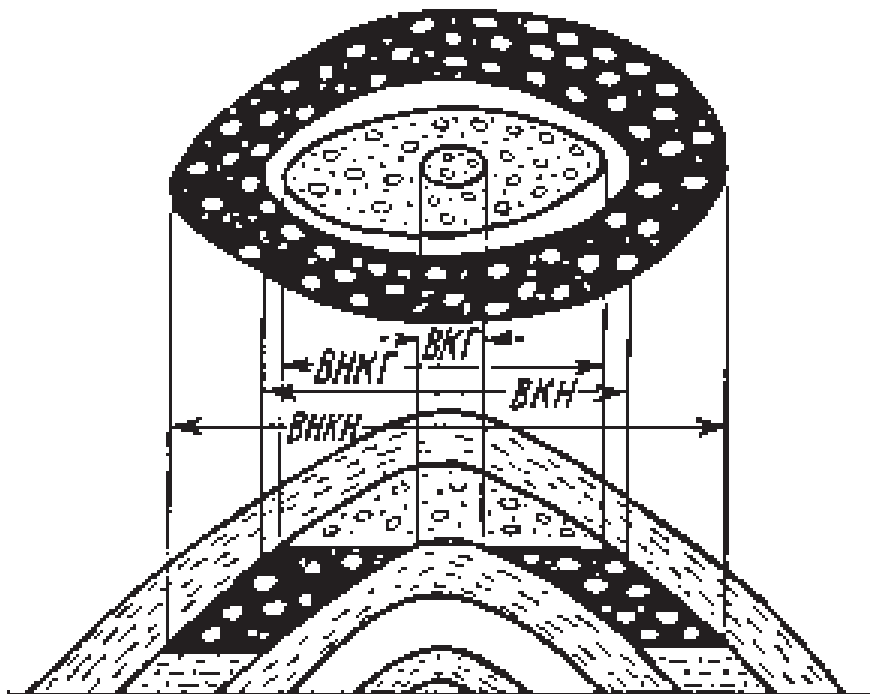


Рис. 5.3. Схема газонефтяной пластовой залежи:
ВНКГ—внутренний контур газоносности;
ВНКН—внешний контур газоносности;
ВНКН—внутренний контур нефтеносности;
ВНКН—внешний контур нефтеносности

Под **месторождением** нефти и газа понимается совокупность залежей, приуроченных к общему участку земной поверхности. Понятия *месторождение* и *залежь* равнозначны, если на одной площади имеется всего одна залежь. Такое месторождение называется однопластовым. В остальных случаях месторождения являются многопластовыми. Например, на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова установлено до 30...40 залежей.

В настоящее время в зависимости от фазового состояния, а также относительного содержания нефти и газа выделяют следующие типы месторождений:

- газовые, содержащие только газ;
- нефтяные, содержащие только нефть;
- газонефтяные, содержащие больше нефти, чем газа;
- нефтегазовые, содержащие больше газа, чем нефти (например, газовые залежи с нефтяной оторочкой);
- газоконденсатные, содержащие кроме газа конденсат;
- нефтегазоконденсатные, содержащие нефть, газ и конденсат.

Более детальную информацию о залежах и месторождениях дают структурные карты и геологические разрезы.

Структурная карта представляет собой изображение в горизонталях (изогипсах) рельефа кровли или подошвы продуктивного пласта. Для ее построения залежь рассекают множеством горизонтальных плоскостей и определяют контуры линий пересечения этих плоскостей с кровлей или подошвой продуктивного пласта. По характеру расположения изогипс можно судить о крутизне залегания пласта: чем они ближе друг к другу, тем положение пласта круче.

Геологическим разрезом называют изображение геологического строения данного участка земной коры в вертикальной плоскости. Различают геологические разрезы в виде геологического разреза скважины и в виде геологического профиля. Под геологическим разрезом скважины понимают геологическое описание и графическое изображение последовательности напластования пород, пройденных скважиной. Геологическим профилем называют графическое изображение строения месторождения в вертикальной плоскости. Это совокупность геологических разрезов скважин.

Наличие структурных карт и геологических разрезов дает более наглядное представление о строении недр, позволяет более обоснованно и успешно осуществлять бурение скважин, оптимизировать проектные решения по разработке месторождений.

5.8. Методы поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений

Целью поисково-разведочных работ является выявление, оценка запасов и подготовка к разработке промышленных залежей нефти и газа.

В ходе поисково-разведочных работ применяются геологические, геофизические, гидрогеохимические методы, а также бурение скважин и их исследование.

Геологические методы Проведение геологической съемки предшествует всем остальным видам поисковых работ. Для этого геологи выезжают в исследуемый район и осуществляют так называемые **полевые работы**. В ходе них они изучают пласты горных пород, выходящие на дневную поверхность, их состав и углы наклона. Для анализа коренных пород, укрытых современными наносами, роются шурфы глубиной до 3 м. А с тем чтобы получить представление о более глубоко залегающих породах, бурят картировочные скважины глубиной до 600 м.

По возвращении домой выполняются камеральные работы, т. е. обработка материалов, собранных в ходе предыдущего этапа. Итогом камеральных работ являются геологическая карта и геологические разрезы местности (рис. 5.4).

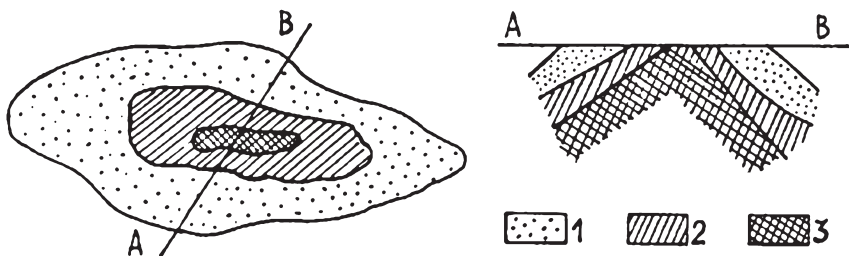


Рис. 5.4. Антиклиналь на геологической карте и геологический разрез через нее по линии АВ.

Породы: 1 — самые молодые; 2 — менее молодые; 3 — самые древние

Геологическая карта — это проекция выходов горных пород на дневную поверхность. Антиклиналь на геологической карте имеет вид овального пятна, в центре которого располагаются более древние породы, а на периферии — более молодые.

Однако, как бы тщательно ни производилась геологическая съемка, она дает возможность судить о строении лишь верхней части горных пород. Чтобы «прощупать» глубокие недра, используют геофизические методы.

Геофизические методы К геофизическим методам относятся сейсмическая разведка, электроразведка и магниторазведка.

Сейсмическая разведка (рис. 5.5) основана на использовании закономерностей распространения в земной коре искусственно создаваемых упругих волн. Волны создаются одним из следующих способов:

- 1) взрывом специальных зарядов в скважинах глубиной до 30 м;
- 2) вибраторами;
- 3) преобразователями взрывной энергии в механическую.

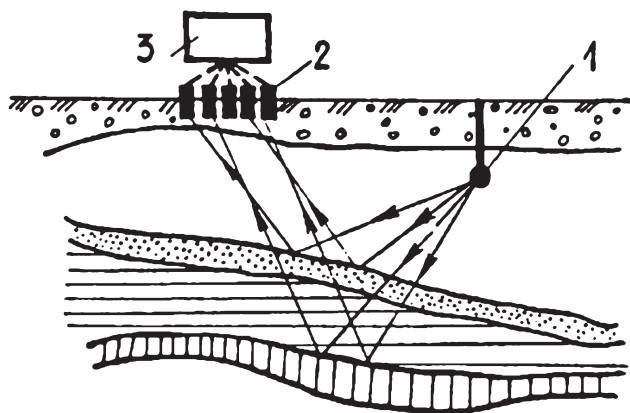


Рис. 5.5. Принципиальная схема сейсморазведки:
1 — источник упругих волн; 2 — сейсмоприемники; 3 — сеймостанция

Скорость распространения сейсмических волн в породах различной плотности неодинакова: чем плотнее порода, тем быстрее проникают сквозь нее волны. На границе раздела двух сред с различной плотностью упругие колебания частично отражаются, возвращаясь к поверхности земли, а частично преломившись, продолжают свое движение вглубь недр до новой поверхности раздела. Отраженные сейсмические волны улавливаются сейсмоприемниками. Расшифровывая затем полученные графики колебаний земной поверхности, специалисты определяют глубину залегания пород, отразивших волны, и угол их наклона.

Электрическая разведка основана на различной электропроводности горных пород. Так, граниты, известняки, песчаники, насыщенные соленой минерализованной водой, хорошо проводят электрический ток, а глины, песчаники, насыщенные нефтью, обладают очень низкой электропроводностью.

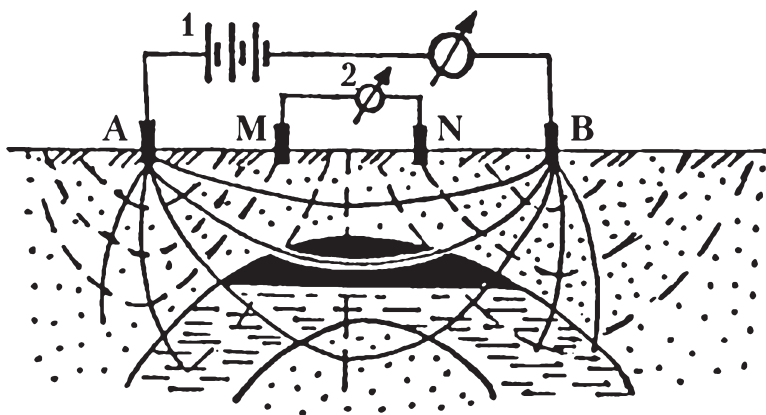


Рис. 5.6. Принципиальная схема электроразведки

Принципиальная схема электроразведки с поверхности земли приведена на рис. 5.6. Через металлические стержни А и В сквозь грунт пропускается электрический ток, а с помощью стержней М и N и специальной аппаратуры исследуется искусственно созданное электрическое поле. На основании выполненных замеров определяют электрическое сопротивление горных пород. Высокое электросопротивление является косвенным признаком наличия нефти или газа.

Гравиразведка основана на зависимости силы тяжести на поверхности Земли от плотности горных пород. Породы, насыщенные нефтью или газом, имеют меньшую плотность, чем те же породы, содержащие воду. Задачей гравиразведки является определение мест с аномально низкой силой тяжести.

Магниторазведка основана на различной магнитной проницаемости горных пород. Наша планета — это огромный магнит, вокруг которого расположено магнитное поле. В зависимости от состава горных пород, наличия нефти и газа это магнитное поле искажается в различной степени. Часто магнитомеры устанавливают на самолеты, которые на определенной высоте совершают облеты исследуемой территории. Аэромагнитная съемка позволяет выявить антиклинали на глубине до 7 км, даже если их высота составляет не более 200...300 м.

Геологическими и геофизическими методами, главным образом, выявляют строение толщи осадочных пород и возможные ловушки для нефти и газа. Однако наличие ловушки еще не означает присутствия нефтяной или газовой залежи. Выявить из общего числа обнаруженных структур те, которые наиболее перспективны на нефть и газ, без бурения скважин помогают гидрогеохимические методы исследования недр.

Гидрогеохимические методы К гидрогеохимическим относят газовую, люминесцентно-битуминологическую, радиоактивную съемки и гидрохимический метод.

Газовая съемка заключается в определении присутствия углеводородных газов в пробах горных пород и грунтовых вод, отобранных с глубины от 2 до 50 м. Вокруг любой нефтяной и газовой залежи образуется ореол рассеяния углеводородных газов за счет их фильтрации и диффузии по порам и трещинам пород. С помощью газоанализаторов, имеющих чувствительность 10^{-5} ... 10^{-6} %, фиксируется повышенное содержание углеводородных газов в пробах, отобранных непосредственно над залежью. Недостаток метода заключается в том, что аномалия может быть смещена относительно залежи (за счет наклонного залегания покрывающих пластов, например) или же быть связана с непромышленными залежами.

Применение **люминесцентно-битуминологической съемки** основано на том, что над залежами нефти увеличено содержание битумов в породе, с одной стороны, и на явлении свечения битумов в ультрафиолетовом свете, с другой. По характеру свечения отобранной пробы породы делают вывод о наличии нефти в предполагаемой залежи.

Известно, что в любом месте нашей планеты имеется так называемый радиационный фон, обусловленный наличием в ее недрах радиоактивных трансурановых элементов, а также воздействием космического излучения. Специалистам удалось установить, что над нефтяными и газовыми залежами радиационный фон понижен. **Радиоактивная съемка** выполняется с целью обнаружения указанных аномалий радиационного фона. Недостатком метода является то, что радиоактивные аномалии в приповерхностных слоях могут быть обусловлены рядом других естественных причин. Поэтому данный метод пока применяется ограниченно.

Гидрохимический метод основан на изучении химического состава подземных вод и содержания в них растворенных газов, а также органических веществ, в частности аренов. По мере приближения к залежи концентрация этих компонентов в водах возрастает, что позволяет сделать вывод о наличии в ловушках нефти или газа.

Бурение и исследование скважин Бурение скважин применяют для оконтуривания залежей, а также определения глубины залегания и мощности нефтегазоносных пластов.

Еще в процессе бурения отбирают **кern** — цилиндрические образцы пород, залегающих на различной глубине. Анализ керн позволяет определить его нефтегазоносность. Однако по всей длине скважины керн отбирается лишь в исключительных случаях. Поэтому после завершения

бурения обязательной процедурой является исследование скважины геофизическими методами.

Наиболее распространенный способ исследования скважин — **электрокаротаж**. В этом случае в скважину после извлечения бурильных труб опускается на тросе прибор, позволяющий определять электрические свойства пород, пройденных скважиной. Результаты измерений представляются в виде электрокаротажных диаграмм. Расшифровывая их, определяют глубины залегания проницаемых пластов с высоким электросопротивлением, что свидетельствует о наличии в них нефти.

Практика электрокаротажа показала, что он надежно фиксирует нефтеносные пласты в песчано-глинистых породах, однако в карбонатных отложениях возможности электрокаротажа ограничены. Поэтому применяют и другие методы исследования скважин: измерение температуры по разрезу скважины (термометрический метод), измерение скорости звука в породах (акустический метод), измерение естественной радиоактивности пород (радиометрический метод) и др.

5.9. Этапы поисково-разведочных работ

Поисково-разведочные работы выполняются в два этапа: поисковый и разведочный.

Поисковый этап включает три стадии:

- региональные геологогеофизические работы;
- подготовка площадей к глубокому поисковому бурению;
- поиски месторождений.

На первой стадии геологическими и геофизическими методами выявляются возможные нефтегазоносные зоны, дается оценка их запасов и устанавливаются первоочередные районы для дальнейших поисковых работ. На второй стадии производится более детальное изучение нефтегазоносных зон геологическими и геофизическими методами. Преимущество при этом отдается сейсморазведке, которая позволяет изучать строение недр на большую глубину. На третьей стадии поисков производится бурение поисковых скважин с целью открытия месторождений. Первые поисковые скважины для изучения всей толщи осадочных пород бурят, как правило, на максимальную глубину. После этого поочередно разведывают каждый из «этажей» месторождений, начиная с верхнего (рис. 5.7). В результате данных работ делается предварительная

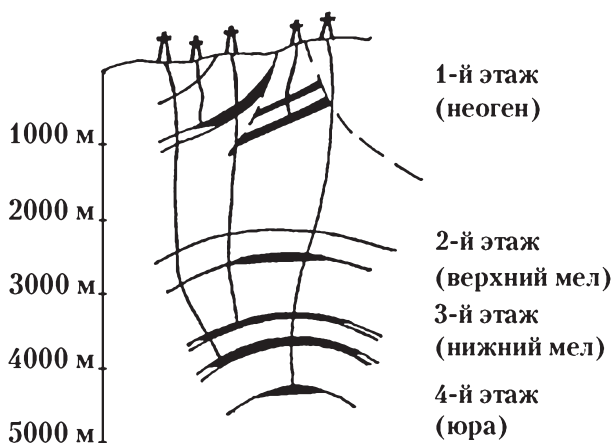


Рис. 5.7. Схема многопластового нефтяного месторождения

оценка запасов вновь открытых месторождений и даются рекомендации по их дальнейшей разведке.

Разведочный этап осуществляется в одну стадию. Основная цель этого этапа — подготовка месторождений к разработке. В процессе разведки должны быть ооконтурены залежи, определены состав, мощность, нефтегазонасыщенность, коллекторские свойства продуктивных горизонтов. По завершении разведочных работ подсчитываются промышленные запасы и даются рекомендации по вводу месторождений в разработку.

В настоящее время в рамках поискового этапа широко применяются съемки из космоса.

Еще первые авиаторы заметили, что с высоты птичьего полета мелкие детали рельефа не видны, зато крупные образования, казавшиеся на земле разрозненными, оказываются элементами чего-то единого. Одними из первых этим эффектом воспользовались археологи. Оказалось, что в пустынях развалины древних городов влияют на форму песчаных гряд над ними, а в средней полосе — над развалинами иной цвет растительности.

Взяли на вооружение аэрофотосъемку и геологи. Применительно к поиску месторождений полезных ископаемых ее стали называть **аэрогеологической съемкой**. Новый метод поиска прекрасно зарекомендовал себя (особенно в пустынных и степных районах Средней Азии, Западного Казахстана и Предкавказья). Однако оказалось, что аэрофотоснимок, охватывающий площадь до 500...700 км², не позволяет выявить особенно крупные геологические объекты.

Поэтому в поисковых целях стали использовать съемки из космоса. Преимуществом космоснимков является то, что на них запечатлены участки земной поверхности, в десятки и даже сотни раз превышающие площади на аэрофотоснимке. При этом устраняется маскирующее влияние почвенного и растительного покрова, скрадываются детали рельефа, а отдельные фрагменты структур земной коры объединяются в нечто целостное.

Аэрогеологические исследования предусматривают визуальные наблюдения, а также различные виды съемок — фотографическую, телевизионную, спектрометрическую, инфракрасную, радарную. При **визуальных наблюдениях** космонавты имеют возможность судить о строении шельфов, а также выбирать объекты для дальнейшего изучения из космоса. С помощью **фотографической** и **телевизионной** съемок можно увидеть очень крупные геологические элементы Земли — мегаструктуры или морфоструктуры.

В ходе **спектрометрической** съемки исследуют спектр естественно-го электромагнитного излучения природных объектов в различном диапазоне частот. **Инфракрасная** съемка позволяет установить региональные и глобальные тепловые аномалии Земли, а **радарная** съемка обеспечивает возможность изучения ее поверхности независимо от наличия облачного покрова.

Космические исследования не открывают месторождений полезных ископаемых. С их помощью находят геологические структуры, где возможно размещение месторождений нефти и газа. В последующем геологические экспедиции проводят в этих местах полевые исследования и дают окончательное заключение о наличии или отсутствии этих полезных ископаемых.

Вместе с тем, несмотря на то что современный геолог-поисковик достаточно хорошо «вооружен», повышение эффективности поисковых работ на нефть и газ остается актуальной проблемой. Об этом говорит значительное количество «сухих» (не приведших к находке промышленных залежей углеводородов) скважин.

Так, первое в Саудовской Аравии крупное месторождение Даммам было открыто после неудачного бурения 8 поисковых скважин, заложенных на одной и той же структуре, а уникальное месторождение Хасси-Месауд (Алжир) — после 20 «сухих» скважин. Первые крупные залежи нефти в Северном море были обнаружены после бурения крупнейшими мировыми компаниями 200 скважин (либо «сухих», либо только с газопроявлениями). Крупнейшее в Северной Америке нефтяное месторождение Прадхо-Бей размерами 70 на 16 км с извлекаемыми запасами нефти порядка 2 млрд т было обнаружено после бурения на северном склоне Аляски 46 поисковых скважин.

Есть подобные примеры и в отечественной практике. До открытия гигантского Астраханского газоконденсатного месторождения было пробурено 16 непродуктивных поисковых скважин. Еще 14 «сухих» скважин пришлось пробурить, прежде чем нашли второе по запасам в Астраханской области Еленовское газоконденсатное месторождение.

В среднем, по всему миру коэффициент успешности поисков нефтяных и газовых месторождений (т. е. доля успешных продуктивных скважин) составляет около 0,3. Таким образом, только каждый третий разбуренный объект оказывается месторождением. Но это только в среднем. Нередки и меньшие значения коэффициента успешности.

Геологи в этом не виноваты. Они имеют дело с природой, в которой не все связи объектов и явлений достаточно изучены. Кроме того, применяемая при поисках месторождений аппаратура еще далека от совершенства, а ее показания не всегда могут быть интерпретированы однозначно.

6. Бурение нефтяных и газовых скважин

6.1. Краткая история развития бурения

На основании археологических находок и исследований установлено, что первобытный человек около 25 тыс. лет назад при изготовлении различных инструментов сверлил в них отверстия для прикрепления рукояток. Рабочим инструментом при этом служил кремневый бур.

В Древнем Египте вращательное бурение (сверление) применялось при строительстве пирамид около 6000 лет назад.

Первые сообщения о китайских **скважинах** для добычи воды и соляных рассолов содержатся в работах философа Конфуция, написанных около 600 г. до н. э. Скважины сооружались методом ударного бурения и достигали глубины 500 м. Это свидетельствует о том, что до этого техника бурения развивалась в течение, по крайней мере, еще нескольких сот лет. За 200 лет до нашей эры с помощью бамбуковых труб и бронзовой «бабы» в Китае проходили скважины глубиной до 1067 м. Иногда при бурении китайцы натывались на нефть и газ. Так в 221...263 гг. н. э. в Сычуане из скважин глубиной около 240 м добывали газ, который использовался для выпаривания соли.

Документальных свидетельств о технике бурения в Китае мало. Однако, судя по древней китайской живописи, барельефам, гобеленам, панно и вышивкам на шелке, эта техника находилась на довольно высокой стадии развития.

Бурение первых скважин в России относится к IX веку и связано с добычей растворов поваренной соли в районе г. Старая Русса. Соляной промысел получил большое развитие в XV—XVII вв., о чем свидетельствуют обнаруженные следы буровых скважин в окрестностях г. Соликамска. Их глубина достигала 100 м при начальном диаметре скважин до 1 м.

Стенки скважин часто обваливались. Поэтому для их крепления использовались или полые стволы деревьев или трубы, сплетенные из иво-

вой коры. В конце XIX в. стенки скважин стали крепить железными трубами. Их гнули из листового железа и склепывали. При углублении скважины трубы продвигали вслед за буровым инструментом (долотом); для этого их делали меньшего диаметра, чем предшествующие. Позднее эти трубы стали называть **обсадными**. Конструкция их со временем была усовершенствована: вместо клепанных они стали цельнотянутыми с резьбой на концах.

Первая скважина в США была пробурена для добычи соляного раствора близ г. Чарлстона в Западной Вирджинии в 1806 г. При дальнейших поисках рассолов в 1826 г. близ г. Бернсвилла в шт. Кентукки случайно была найдена нефть.

Первые упоминания о применении бурения для поисков нефти относятся к 30-м годам XIX века. На Тамани, прежде чем рыть нефтяные колодцы, производили предварительную разведку буровом. Очевидец оставил следующее описание: «Когда предполагают выкопать в новом месте колодец, то сначала пробуют буровом землю, вдавливая оный и подливая немного воды, дабы он ходше входил и по вынятию оногo, есть ли будет держаться нефть, то на сем месте начинают копать четырехугольную яму».

В декабре 1844 г. член Совета Главного Управления Закавказского края В. Н. Семенов направил своему руководству рапорт, где писал о необходимости «...углубления посредством бура некоторых колодцев... и произведения вновь разведки на нефть также посредством бура между балаханскими, байбатскими и кабристанскими колодцами». Как признавал сам В. Н. Семенов, эту идею подсказал ему управляющий бакинских и ширванских нефтяных и соляных промыслов горный инженер Н. И. Воскобойников. В 1846 г. министерство финансов выделило необходимые средства и были начаты буровые работы. О результатах бурения говорится в докладной записке заместника Кавказа графа Воронцова от 14 июля 1848 г.: «... на Биби-Эйбате пробурена скважина, в которой найдена нефть». Это была **первая нефтяная скважина в мире!**

Незадолго до этого, в 1846 г., французский инженер Фовель предложил способ непрерывной очистки скважин — их **промывку**. Сущность метода заключалась в том, что с поверхности земли по польям трубам в скважину насосами закачивалась вода, выносящая кусочки породы наверх. Этот метод очень быстро получил признание, т. к. не требовал остановки бурения.

Первая нефтяная скважина в США была пробурена в 1859 г. в районе г. Тайтесвилл, штат Пенсильвания. Сделал это Э. Дрейк, работавший по заданию фирмы «Сенека ойл компани». После двух месяцев непрерывного труда рабочим Дрейка удалось пробурить скважину глубиной всего 22 м, но она дала-таки нефть. Вплоть до недавнего времени эта скважи-

на считалась первой в мире, но найденные документы о работах под руководством В. Н. Семенова восстановили историческую справедливость.

Многие страны связывают рождение своей нефтяной промышленности с бурением первой скважины, давшей промышленную нефть. Так, в Румынии отсчет ведется с 1857 г., в Канаде — с 1858, в Венесуэле — с 1863. В России долгое время считалось, что первая нефтяная скважина была пробурена в 1864 г. на Кубани, на берегу р. Кудако, под руководством полковника А. Н. Новосильцева. Поэтому в 1964 г. у нас в стране торжественно отметили 100-летие отечественной нефтяной промышленности и с тех пор каждый год отмечают «День работника нефтяной и газовой промышленности».

Число пробуренных скважин на нефтяных промыслах в конце XIX века стремительно росло. Так, если в Баку в 1873 г. их было 17, в 1885 г. — 165, в 1890 г. — 356, в 1895 г. — 604, то к 1901 г. — 1740.

Одновременно значительно возросла глубина нефтяных скважин. Если в 1872 г. она составляла 55...65 м, то в 1883 г. — 105...125 м, а к концу XIX в. достигла 425...530 м.

В конце 80-х гг. прошлого века близ г. Новый Орлеан (шт. Луизиана, США) было применено **вращательное бурение** на нефть с промывкой скважин глинистым раствором. В России вращательное бурение с промывкой впервые применили близ г. Грозного в 1902 г. и нашли нефть на глубине 345 м.

Первоначально вращательное бурение осуществлялось вращением долота вместе со всей колонной бурильных труб непосредственно с поверхности. Однако при большой глубине скважин вес этой колонны весьма велик. Поэтому еще в XIX в. появились первые предложения по созданию **забойных двигателей**, т. е. двигателей, размещаемых в нижней части бурильных труб непосредственно над долотом. Большинство из них осталось нереализованными.

Первые в мировой практике советским инженером (впоследствии членом-корреспондентом АН СССР) М. А. Капелюшниковым в 1922 г. был изобретен **турбобур**, представлявший собой одноступенчатую гидравлическую турбину с планетарным редуктором. Турбина приводилась во вращение промывочной жидкостью. В 1935...1939 гг. конструкция турбобура была усовершенствована группой ученых под руководством П. П. Шумилова. Турбобур, предложенный ими, представляет собой многоступенчатую турбину без редуктора.

В 1899 г. в России был запатентован **электробур**, представляющий собой электродвигатель, соединенный с долотом и подвешенный на канате. Современная конструкция электробура была разработана в 1938 г. советскими инженерами А. П. Островским и Н. В. Александровым, а уже в 1940 г. электробуром была пробурена первая скважина.

В 1897 г. в Тихом океане в районе о. Сомерленд (шт. Калифорния, США) впервые было осуществлено **бурение на море**. В нашей стране первая морская скважина была пробурена в 1925 г. в бухте Ильича (близ г. Баку) на искусственно созданном островке. В 1934 г. Н. С. Тимофеевым на о. Артема в Каспийском море было осуществлено **кустовое бурение**, при котором несколько скважин (порой более 20) бурятся с общей площадки. Впоследствии этот метод стал широко применяться при бурении в условиях ограниченного пространства (среди болот, с морских буровых платформ и т. д.).

С начала 60-х годов XX века с целью изучения глубинного строения Земли в мире стали применять **сверхглубокое бурение**.

6.2. Понятие о скважине

Бурение — это процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород. **Скважиной** называют горную выработку круглого сечения, сооружаемую без доступа в нее людей, у которой длина во много раз больше диаметра.

Верхняя часть скважины называется **устьем**, дно — **забоем**, боковая поверхность — **стенкой**, а пространство, ограниченное стенкой, — **стволом скважины**. **Длина скважины** — это расстояние от устья до забоя по оси ствола, а **глубина** — проекция длины на вертикальную ось. Длина и глубина численно равны только для вертикальных скважин. Однако они не совпадают у наклонных и искривленных скважин.

Элементы конструкции скважин приведены на рис. 6.1. Начальный участок I скважин называют **направлением**. Поскольку устье скважины лежит в зоне легкоразмываемых пород, его необходимо укреплять. В связи с этим направление выполняют следующим образом. Сначала бурят шурф — колодец до глубины залегания устойчивых горных пород (4...8 м). Затем в него устанавливают трубу необходимой длины и диаметра, а пространство между стенками шурфа и трубой заполняют бутовым камнем и заливают цементным раствором 2.

Нижерасположенные участки скважины — цилиндрические. Сразу за направлением бурится участок на глубину от 50 до 400 м диаметром до 900 мм. Этот участок скважины закрепляют обсадной трубой I, состоящей из свинченных стальных труб, которую называют **кондуктором II**.

Затрубное пространство кондуктора цементируют. С помощью кондуктора изолируют неустойчивые, мягкие и трещиноватые породы, осложняющие процесс бурения.

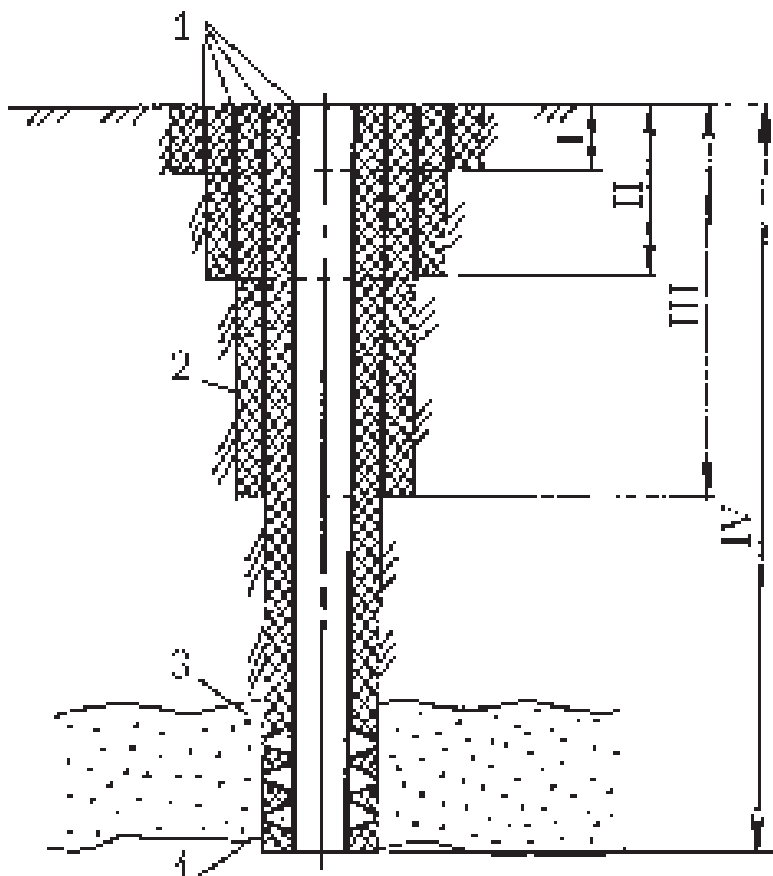


Рис. 6.1. Конструкция скважины:
 1 — обсадные трубы; 2 — цементный камень; 3 — пласт; 4 — перфорация
 в обсадной трубе и цементном камне; I — направление; II — кондуктор;
 III — промежуточная колонна; IV — эксплуатационная колонна

После установки кондуктора не всегда удастся пробурить скважину до проектной глубины из-за прохождения новых осложняющих горизонтов или из-за необходимости перекрытия продуктивных пластов, которые не планируется эксплуатировать данной скважиной. В таких случаях устанавливают и цементируют еще одну колонну III, называемую **промежуточной**. Если продуктивный пласт, для разработки которого предназначена скважина, залегает очень глубоко, то количество промежуточных колонн может быть больше одной.

Последний участок IV скважины закрепляют **эксплуатационной колонной**. Она предназначена для подъема нефти и газа от забоя к устью скважины или для нагнетания воды (газа) в продуктивный пласт с целью поддержания давления в нем. Во избежание перетоков нефти и газа в вышележащие горизонты, а воды в продуктивные пласты пространство между стенкой эксплуатационной колонны и стенкой скважины заполняют цементным раствором.

Для извлечения из пластов нефти и газа применяют различные методы вскрытия и оборудования забоя скважины. В большинстве случаев в нижней части эксплуатационной колонны, находящейся в продуктивном пласте, простреливают (перфорируют) ряд отверстий в стенке обсадных труб и цементной оболочке.

В устойчивых породах призабойную зону скважины оборудуют различными фильтрами и не цементируют или обсадную колонну опускают только до кровли продуктивного пласта, а его разбуривание и эксплуатацию производят без крепления ствола скважины.

Устье скважины в зависимости от ее назначения оборудуют арматурой (колонная головка, задвижки, крестовина и др.).

При поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений бурят опорные, параметрические, структурные, поисковые разведочные, эксплуатационные, нагнетательные, наблюдательные и другие скважины.

Опорные скважины закладываются в районах, не исследованных бурением, и служат для изучения состава и возраста слагающих их пород.

Параметрические скважины закладываются в относительно изученных районах с целью уточнения их геологического строения и перспектив нефтегазоносности.

Структурные скважины бурятся для выявления перспективных площадей и их подготовки к поисково-разведочному бурению.

Поисковые скважины бурят с целью открытия новых промышленных залежей нефти и газа.

Разведочные скважины бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для изучения размеров и строения залежи, получения необходимых исходных данных для подсчета запасов нефти и газа, а также проектирования ее разработки.

Эксплуатационные скважины закладываются в соответствии со схемой разработки залежи и служат для добычи нефти и газа из земных недр.

Нагнетательные скважины используют при воздействии на эксплуатируемый пласт различных агентов (закачки воды, газа и т. д.).

Наблюдательные скважины бурят для контроля за разработкой залежей (изменением давления, положения водонефтяного и газонефтяного контактов и т. д.).

Кроме того, при поиске, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений бурят картировочные, сейсморазведочные, специальные и другие скважины.

6.3. Классификация способов бурения

Классификация способов бурения на нефть и газ приведена на рис. 6.2.

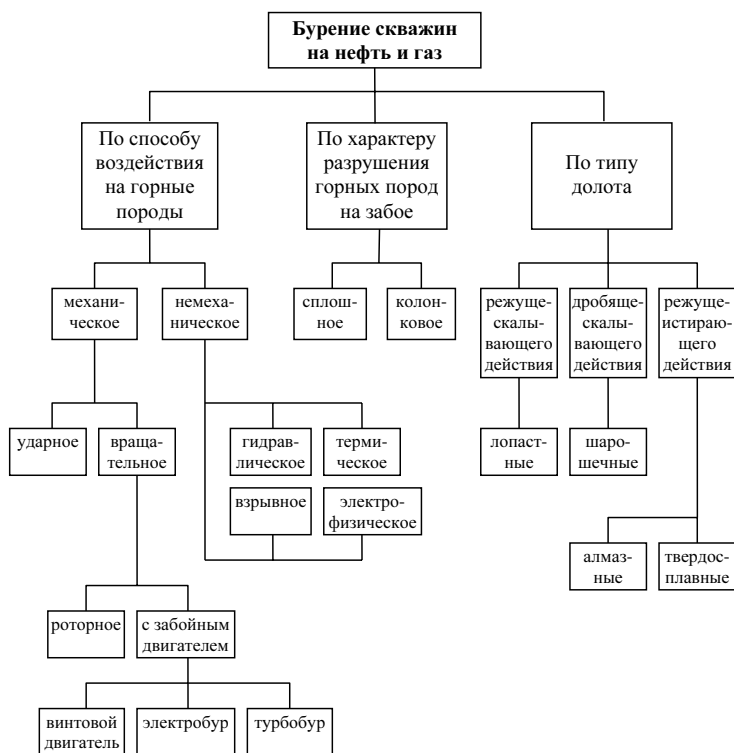


Рис. 6.2. Классификация способов бурения скважин на нефть и газ

По способу воздействия на горные породы различают механическое и немеханическое бурение. При механическом бурении буровой инструмент непосредственно воздействует на горную породу, разрушая ее, а при немеханическом разрушение происходит без непосредственного контакта

с породой источника воздействия на нее. **Немеханические** способы (гидравлический, термический, электрофизический) находятся в стадии разработки и для бурения нефтяных и газовых скважин в настоящее время не применяются.

Механические способы бурения подразделяются на ударное и вращательное.

При ударном бурении разрушение горных пород производится долотом 1, подвешенным на канате (рис. 6.3). Буровой инструмент включает также ударную штангу 2 и канатный замок 3. Он подвешивается на канате 4, который перекинут через блок 5, установленный на какой-либо мачте (условно не показана). Возвратно-поступательное движение бурового инструмента обеспечивает буровой станок 6.

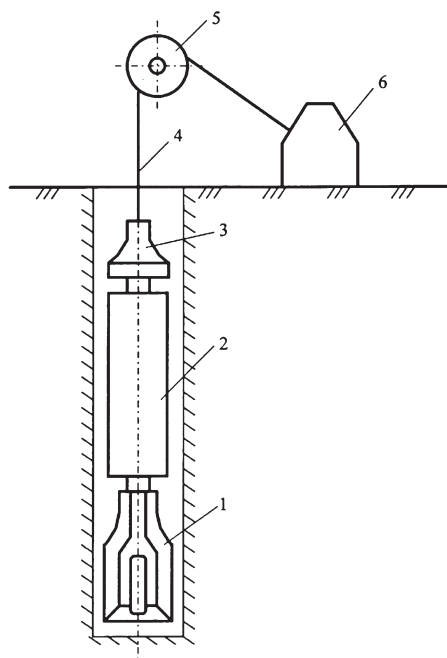


Рис. 6.3. Схема ударного бурения: 1—долото; 2—ударная штанга; 3—канатный замок; 4—канат; 5—блок; 6—буровой станок

По мере углубления скважины канат удлиняют. Цилиндричность скважины обеспечивается поворотом долота во время работы.

Для очистки забоя от разрушенной породы буровой инструмент периодически извлекают из скважины, а в нее опускают **желонку**, похожую

на длинное ведро с клапаном в дне. При погружении желонки в смесь из жидкости (пластовой или наливаемой сверху) и разбуренных частиц породы клапан открывается и желонка заполняется этой смесью. При подъеме желонки клапан закрывается и смесь извлекается наверх.

По завершении очистки забоя в скважину вновь опускается буровой инструмент и бурение продолжается.

Во избежание обрушения стенок скважины в нее спускают обсадную трубу, длину которой наращивают по мере углубления забоя.

В настоящее время при бурении нефтяных и газовых скважин ударное бурение в нашей стране не применяют.

Нефтяные и газовые скважины сооружаются методом **вращательного бурения**. При данном способе породы дробятся не ударами, а разрушаются вращающимся долотом, на которое действует осевая нагрузка. Крутящий момент передается на долото или с поверхности от вращателя (ротора) через колонну бурильных труб (роторное бурение) или от забойного двигателя (турбобура, электробура, винтового двигателя), установленного непосредственно над долотом.

Турбобур — это гидравлическая турбина, приводимая во вращение с помощью нагнетаемой в скважину промывочной жидкости. **Электробур** представляет собой электродвигатель, защищенный от проникновения жидкости, питание к которому подается по кабелю с поверхности. **Винтовой двигатель** — это разновидность забойной гидравлической машины, в которой для преобразования энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использован винтовой механизм.

По характеру разрушения горных пород на забое различают сплошное и колонковое бурение. При **сплошном** бурении разрушение пород производится по всей площади забоя. **Колонковое** бурение предусматривает разрушение пород только по кольцу с целью извлечения **керн**а — цилиндрического образца горных пород на всей или на части длины скважины. С помощью отбора кернов изучают свойства, состав и строение горных пород, а также состав и свойства насыщающего породу флюида.

Все **буровые долота** классифицируются на три типа:

- 1) долота режуще-скальвающего действия, разрушающие породу лопастями (лопастные долота);
- 2) долота дробяще-скальвающего действия, разрушающие породу зубьями, расположенными на шарошках (шарошечные долота);
- 3) долота режуще-истирающего действия, разрушающие породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, которые расположены в торцевой части долота (алмазные и твердосплавные долота).

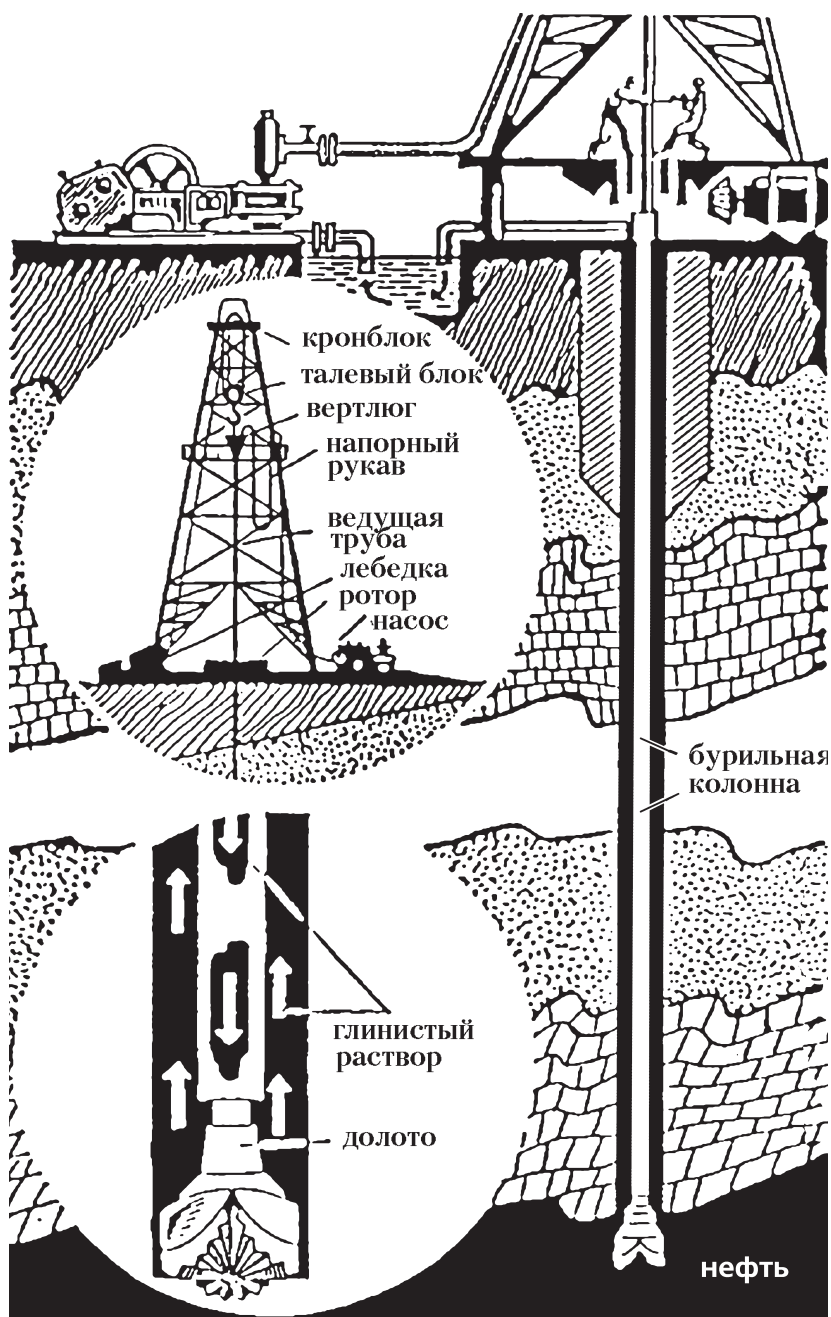


Рис. 6.4. Схема бурения скважины

6.4. Буровые установки, оборудование и инструмент

Бурение скважин осуществляется с помощью буровых установок, оборудования и инструмента.

Буровые установки Буровая установка — это комплекс наземного оборудования, необходимый для выполнения операций по проводке скважины. В состав буровой установки входят (рис. 6.4):

- буровая вышка;
- оборудование для механизации спускоподъемных операций;
- наземное оборудование, непосредственно используемое при бурении;
- силовой привод;
- циркуляционная система бурового раствора;
- привышечные сооружения.

Буровая вышка — это сооружение над скважиной для спуска и подъема бурового инструмента, забойных двигателей, бурильных и обсадных труб, размещения бурильных свечей (соединение между собой двух-трех бурильных труб общей длиной 25...36 м) после подъема их из скважины и защиты буровой бригады от ветра и атмосферных осадков.

Различают два типа вышек: башенные (рис. 6.5) и мачтовые (рис. 6.6). Их изготавливают из труб или прокатной стали.

Башенная вышка представляет собой правильную усеченную четырехгранную пирамиду решетчатой конструкции. Ее основными элементами являются ноги 1, ворота 2, балкон верхнего рабочего 3, подкронблочная площадка 4, козлы 5, поперечные пояса 6, стяжки 7, маршевая лестница 8.

Вышки мачтового типа бывают одноопорные и двухопорные (А-образные). Последние наиболее распространены.

В конструкцию мачтовой вышки А-образного типа входят подъемная стойка 1, секции мачты 2, 3, 4, 6, пожарная лестница 5, монтажные козлы 7 для ремонта кронблока, подкронблочная рама 8, растяжки 9, 10, 14, оттяжки 11, тоннельные лестницы 12, балкон верхнего рабочего 13, предохранительный пояс 15, маршевые лестницы 16, шарнир 17.

А-образные вышки более трудоемки в изготовлении и поэтому более дороги. Они менее устойчивы, но их проще перевозить с места на место и затем монтировать.

Основные параметры вышки — грузоподъемность, высота, емкость «магазинов» (хранилищ для свечей бурильных труб), размеры верхнего и нижнего оснований, длина свечи, масса.

Грузоподъемность вышки — это предельно допустимая вертикальная статическая нагрузка, которая не должна быть превышена в процессе всего цикла проводки скважины.

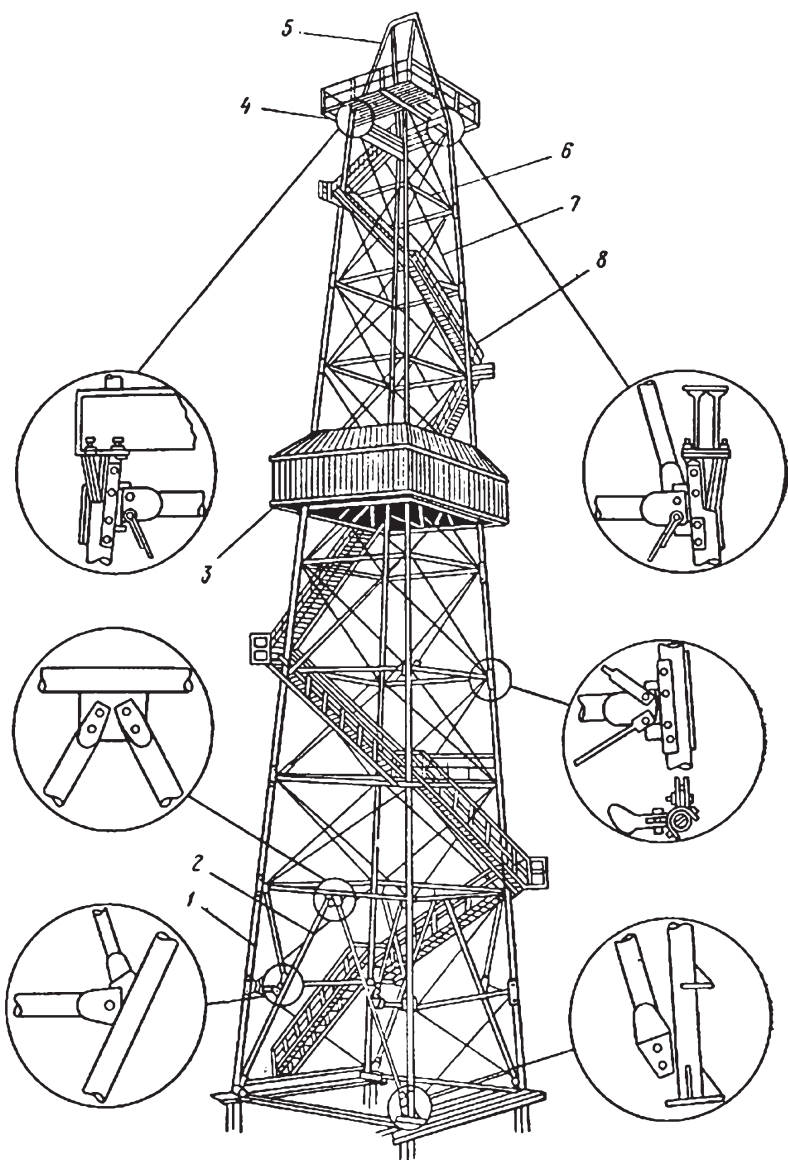


Рис. 6.5. Вышка VM-41:

- 1 — нога; 2 — ворота; 3 — балкон; 4 — подкронблочная площадка;
 5 — монтажные козлы; 6 — поперечные пояса; 7 — стяжки;
 8 — маршевая лестница

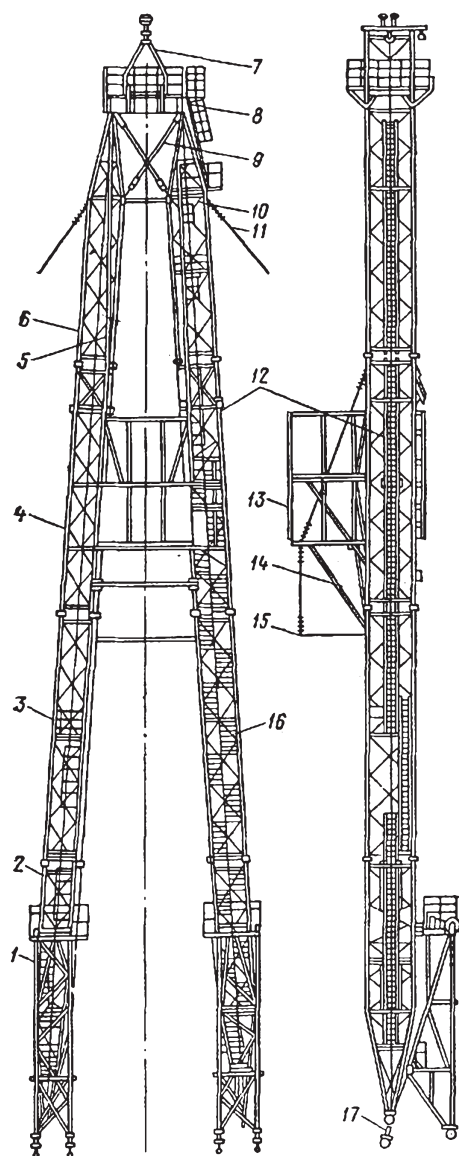


Рис. 6.6. Мачтовая вышка А-образного типа:

- 1**—подъемная стойка; 2, 3, 4, 6—секция мачты; 5—пожарная лестница;
- 7**—монтажные козлы для ремонта кронблока; 8—подкронблочная рама;
- 9, 10, 14**—растяжки; **11**—оттяжки; **12**—тоннельные лестницы; **13**—балкон;
- 15**—предохранительный пояс; **16**—маршевые лестницы; **17**—шарнир

Высота вышки определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины и от величины которой зависит продолжительность спуско-подъемных операций. Чем больше длина свечи, тем на меньшее число частей необходимо разбирать колонну бурильных труб при смене бурового инструмента. Сокращается и время последующей сборки колонны. Поэтому с ростом глубины бурения высота и грузоподъемность вышек увеличиваются. Так, для бурения скважин на глубину 300...500 м используется вышка высотой 16...18 м, глубину 2000...3000 м — высотой 42 м и на глубину 4000...6500 м — 53 м.

Емкость «магазинов» показывает, какая суммарная длина бурильных труб диаметром 114...168 мм может быть размещена в них. Практически вместимость «магазинов» показывает на какую глубину может быть осуществлено бурение с помощью конкретной вышки.

Размеры верхнего и нижнего оснований характеризуют условия работы буровой бригады с учетом размещения бурового оборудования, бурильного инструмента и средств механизации спускоподъемных операций. Размер верхнего основания вышек составляет 2×2 м или 2,6×2,6 м, нижнего 8×8 м или 10×10 м.

Общая масса буровых вышек составляет несколько десятков тонн.

Оборудование для механизации спускоподъемных операций включает талевую систему и лебедку.

Талевая система состоит из неподвижного **кронблока** (рис. 6.7), установленного в верхней части буровой вышки, **талевого блока** (рис. 6.8), соединенного с кронблоком **талевым канатом**, один конец которого крепится к барабану лебедки, а другой закреплен неподвижно, и **бурового крюка**. Талевая система является полиспастом (системой блоков), который в буровой установке предназначен, в основном, для уменьшения натяжения талевого каната, а также для снижения скорости движения бурильного инструмента, обсадных и бурильных труб.

Иногда применяют **крюкоблоки** — совмещенную конструкцию талевого блока и бурового крюка.

На крюке подвешивается бурильный инструмент: при бурении — с помощью вертлюга, а при спускоподъемных операциях — с помощью штропов и элеватора (рис. 6.9).

Буровая лебедка предназначена для следующих операций:

- спуска и подъема бурильных и обсадных труб;
- удержания на весу бурильного инструмента;
- подтаскивания различных грузов;
- подъема оборудования и вышек в процессе монтажа установок и т. п.

Буровая установка комплектуется буровой лебедкой соответствующей грузоподъемности.

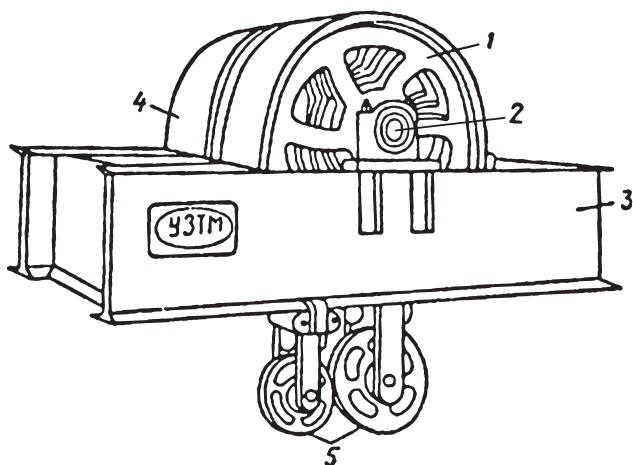


Рис. 6.7. Кронблок:
 1—шкивы; 2—ось; 3—рама; 4—предохранительный кожух;
 5—вспомогательные шкивы

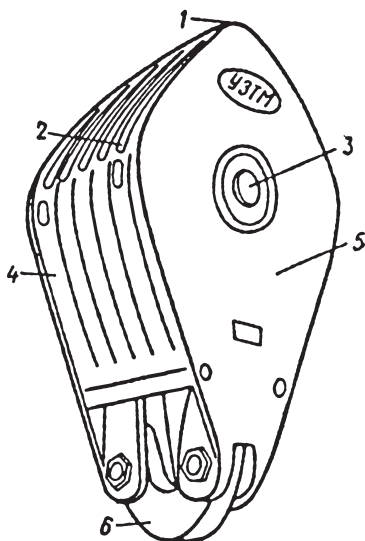


Рис. 6.8. Талевый блок:
 1—траверса; 2—шкивы; 3—ось; 4—предохранительные кожухи;
 5—щеки; 6—серьга

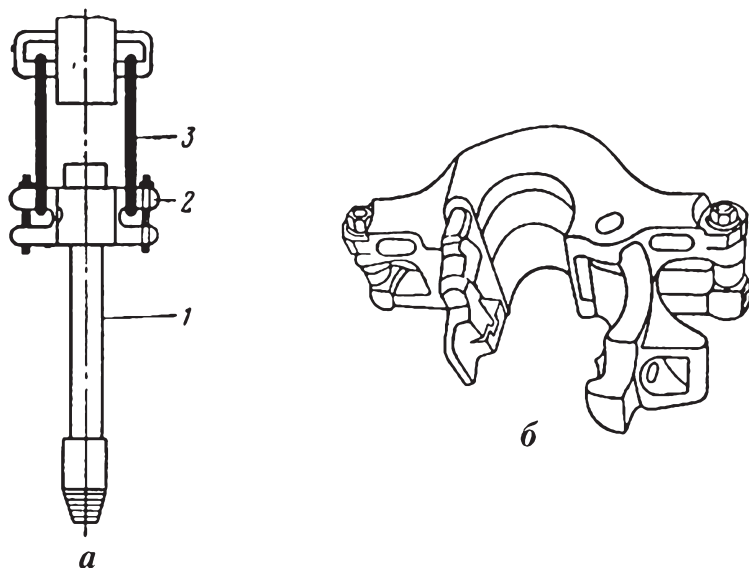


Рис. 6.9. Схема подвешивания буровой трубы при спускоподъемных операциях: а) схема; б) элеватор; 1—буровая труба; 2—элеватор; 3—штроп

Для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию замковых соединений буровой колонны внедрены автоматические буровые ключи АКБ-3М и подвесные ключи ПБК-1, пневматический клиновой захват ПКР-560 для механизированного захвата и освобождения буровых труб.

Ключ АКБ-3М (рис. 6.10) устанавливается между лебедкой и ротором на специальном фундаменте. Его основными частями являются блок ключа 1, каретка с пневматическими цилиндрами 2, стойка 3 и пульт управления 4. Блок ключа — основной механизм, непосредственно свинчивающий и развинчивающий буровые трубы. Он смонтирован на каретке, которая перемещается при помощи двух пневматических цилиндров по направляющим: либо к буровой трубе, установленной в роторе, либо от нее.

Зажимные устройства, как и механизм передвижения блока ключа, работают от пневматических цилиндров, включаемых с пульта управления 4. Для этого в систему подается сжатый воздух от ресивера.

Ключ ПБК-1 подвешивается в буровой на канате. Высота его подвески регулируется пневматическим цилиндром с пульта управления.

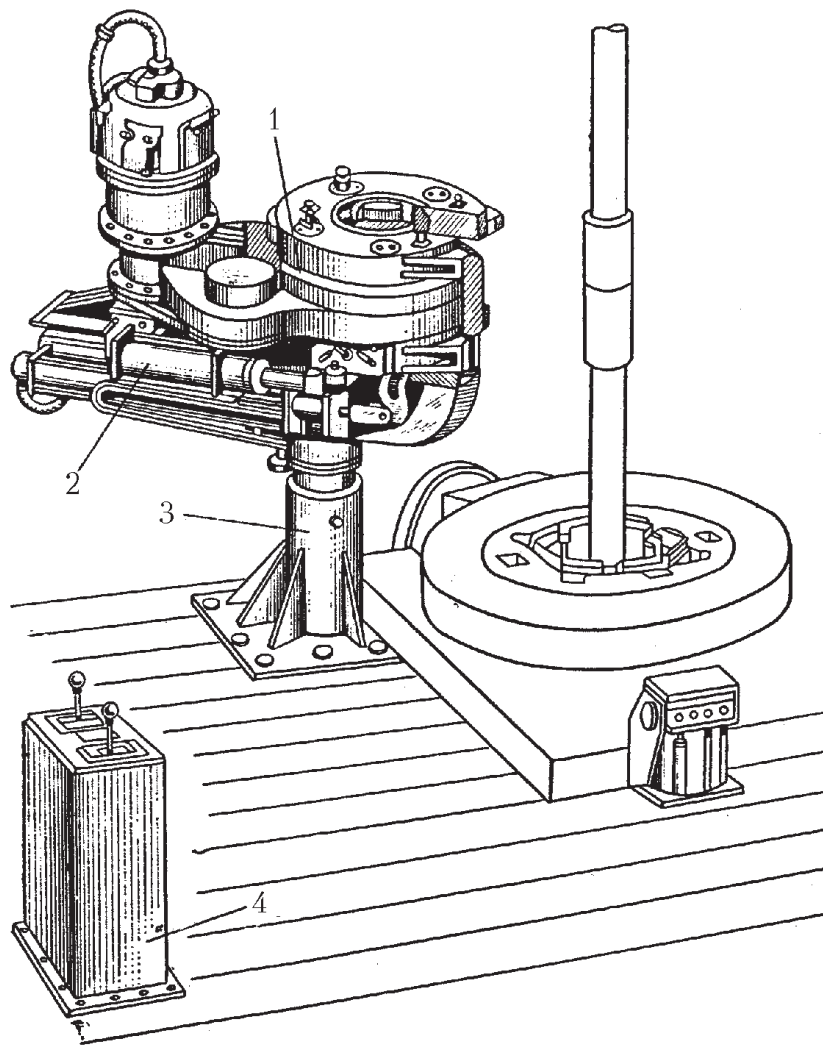


Рис. 6.10. Ключ буровой АКБ-3М:
1—блок ключа; 2—каретка с пневматическими цилиндрами;
3—стойка; 4—пульт управления

Пневматический клиновой захват ПКР-560 служит для механизированного захвата и освобождения бурильных и обсадных труб. Он монтируется в роторе и имеет четыре клина, управляемых с пульта посредством пневмоцилиндра.

Наземное оборудование, непосредственно используемое при бурении, включает вертлюг, буровые насосы, напорный рукав и ротор.

Вертлюг (рис. 6.11) — это механизм, соединяющий не вращающиеся талевую систему и буровой крюк с вращающимися бурильными трубами, а также обеспечивающий ввод в них промывочной жидкости под давлением. Корпус 2 вертлюга подвешивается на буровом крюке (или крюкоблоке) с помощью штропа 4. В центре корпуса проходит напорная труба 5, переходящая в ствол 7, соединенный с бурильными трубами. Именно к напорной трубе присоединяется напорный рукав для подачи промывочной жидкости в скважину. Напорная труба и ствол жестко не связаны, а последний установлен в корпусе 2 на подшипниках 1, чем обеспечивается неподвижное положение штропа, корпуса и напорной трубы при

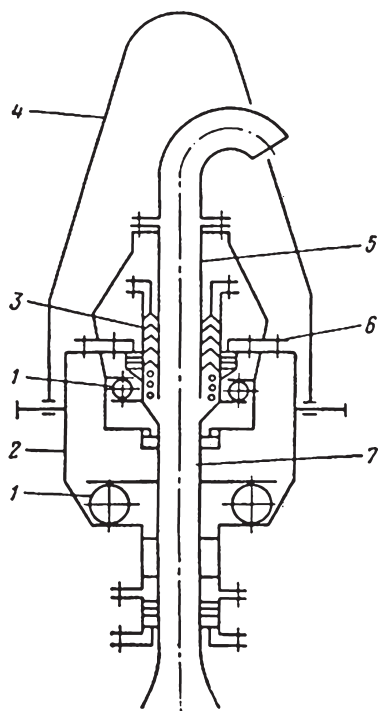


Рис. 6.11. Вертлюг:

1 — подшипники; 2 — корпус; 3 — сальники; 4 — штроп; 5 — напорная труба;
6 — крышка корпуса; 7 — ствол

вращении бурильных труб вместе со стволом. Для герметизации зазоров между неподвижной и подвижной частями вертлюга служат сальники 3.

Буровые насосы служат для нагнетания бурового раствора в скважину. При глубоком бурении их роль, как правило, выполняют поршневые двухцилиндровые насосы двойного действия. **Напорный рукав** (буровой шланг) предназначен для подачи промывочной жидкости под давлением от неподвижного стояка к перемещающемуся вертлюгу.

Ротор (рис. 6.12) передает вращательное движение бурильному инструменту, поддерживает на весу колонну бурильных или обсадных труб и воспринимает реактивный крутящий момент колонны, создаваемый забойным двигателем. Ротор состоит из станины 1, во внутренней полости которой установлен на подшипнике стол 2 с укрепленным зубчатым венцом, вала 6 с цепным колесом с одной стороны и конической шестерней с другой, кожуха 5 с наружной рифельной поверхностью, вкладышей 4 и зажимов 3 для ведущей трубы. Во время работы вращательное движение от лебедки с помощью цепной передачи сообщается валу и преобразуется в поступательное вертикальное движение ведущей трубы, зажатой в роторном столе зажимами.

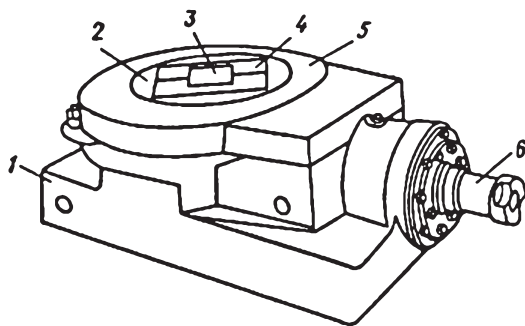


Рис. 6.12. Ротор:

1 — станина; 2 — стол с укрепленным зубчатым венцом; 3 — зажимы;
4 — вкладыши; 5 — кожух; 6 — вал

Силовой привод обеспечивает функционирование всей буровой установки (рис. 6.13) — он снабжает энергией лебедку, буровые насосы и ротор.

Привод буровой установки может быть дизельным, электрическим, дизель-электрическим и дизель-гидравлическим. **Дизельный привод** применяют в районах, не обеспеченных электроэнергией необходимой мощности. **Электрический привод** от электродвигателей переменного и постоянного тока отличается простотой в монтаже и эксплуатации, высокой

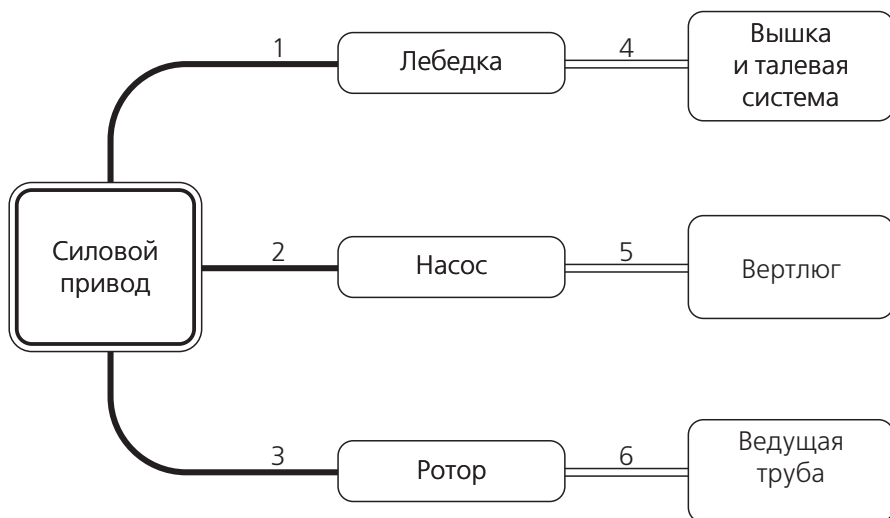


Рис. 6.13. Функциональная схема установки:
 1, 2, 3—трансмиссии; 4—ведущая ветвь каната; 5—манifold высокого давления со стояком и шлангом; 6—вкладыши ротора

надежностью и экономичностью, но применим только в электрифицированных районах. **Дизель-электрический привод** из дизеля, который вращает генератор, питающий, в свою очередь, электродвигатель. **Дизель-гидравлический привод** состоит из двигателя внутреннего сгорания и турбопередачи. Последние два типа привода автономны, но в отличие от дизельного не содержат громоздких коробок перемены передач и сложных соединительных частей, имеют удобное управление, позволяют плавно изменять режим работы лебедки или ротора в широком диапазоне.

Суммарная мощность силового привода буровых установок составляет от 1000 до 4500 кВт. В процессе бурения она распределяется на привод буровых насосов и ротора. При проведении спускоподъемных операций основная энергия потребляется лебедкой, а остальная часть — компрессорами, вырабатывающими сжатый воздух, используемый в качестве источника энергии для автоматического бурового ключа, подвесного бурового ключа, пневматического клинового захвата и др.

Циркуляционная система буровой установки служит для сбора и очистки отработанного бурового раствора, приготовления новых его порций и закачки очищенного раствора в скважину. Она включает (рис. 6.14) систему отвода использованного раствора (желоба 2) от устья скважины 1, механические средства отделения частичек породы (вибросито 3,

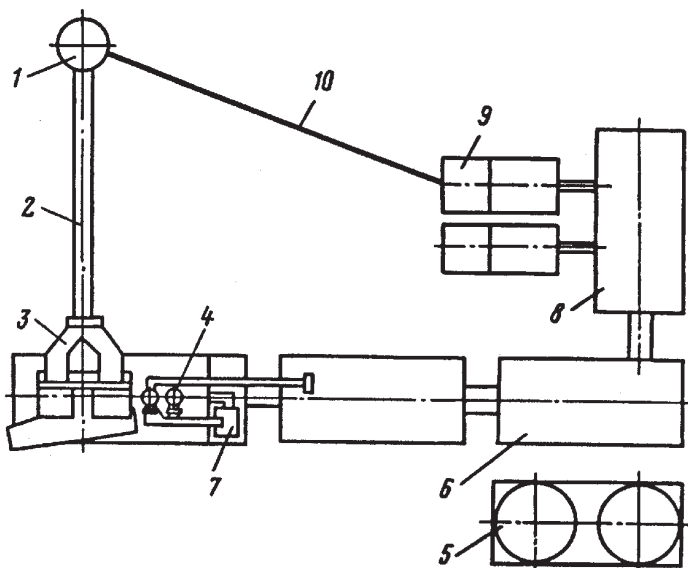


Рис. 6.14. Циркуляционная система бурового раствора:
 1—устье скважины; 2—желоб; 3—вибросито; 4—гидроциклон;
 5—блок приготовления бурового раствора; 6—емкость;
 7—шламовый насос; 8—приемная емкость; 9—буровой насос;
 10—нагнетательный трубопровод

гидроциклоны 4), емкости для химической обработки, накопления и отстаивания очищенного раствора 6, 8, шламовый насос 7, блок приготовления свежего раствора 5 и буровые насосы 9 для закачки бурового раствора по нагнетательному трубопроводу 10 в скважину.

К **привышечным сооружениям** относятся:

- помещение для размещения двигателей и передаточных механизмов лебедки;
- насосное помещение для размещения буровых насосов и их двигателей;
- приемные мостки, предназначенные для транспортировки бурового технологического оборудования, инструмента, материалов и запасных частей;
- запасные резервуары для хранения бурового раствора;
- трансформаторная площадка для установки трансформатора;
- площадка для размещения механизмов по приготовлению бурового раствора и хранения сухих материалов для него;
- стеллажи для размещения труб.

Буровое оборудование и инструмент

В качестве **забойных двигателей** при бурении используют турбобур, электробур и винтовой двигатель, устанавливаемые непосредственно над долотом.

Турбобур (рис. 6.15) — это многоступенчатая турбина (число ступеней до 350), каждая ступень которой состоит из статора, жестко соединенного с корпусом турбобура, и ротора, укрепленного на валу турбобура. Поток жидкости, стекая с лопаток статора, натекает на лопатки ротора, отдавая часть своей энергии на создание вращательного момента, снова натекает на лопатки статора и т. д. Хотя каждая ступень турбобура развивает относительно небольшой момент, благодаря их большому количеству, суммарная мощность на валу турбобура оказывается достаточной, чтобы бурить самую твердую породу.

При турбинном бурении в качестве рабочей используется промывочная жидкость, двигающаяся с поверхности земли по бурильной колонне к турбобуру. С валом турбобура жестко соединено долото. Оно вращается независимо от бурильной колонны.

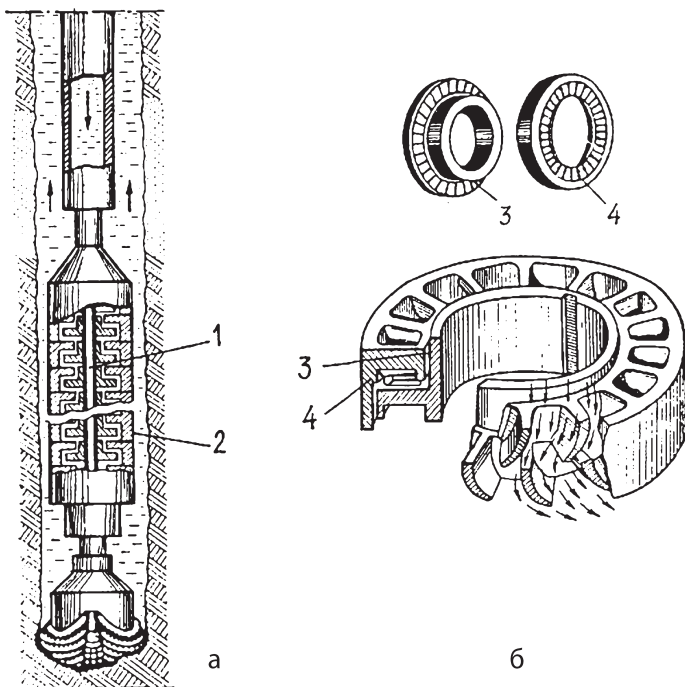


Рис. 6.15. Турбобур:
а) общий вид; б) ступень турбобура;
1 — вал; 2 — корпус; 3 — ротор; 4 — статор

При бурении с помощью **электробура** питание электродвигателя осуществляется через кабель, укрепленный внутри бурильных труб. В этом случае вместе с долотом вращается лишь вал электродвигателя, а его корпус и бурильная колонна остаются неподвижными.

Основными элементами **винтового двигателя** (рис. 6.16) являются статор и ротор. Статор изготовлен нанесением специальной резины на внутреннюю поверхность стального корпуса. Внутренняя поверхность статора имеет вид многозаходной винтовой поверхности. А ротор изготовляют из стали в виде многозаходного винта. Количество винтовых линий на одну меньше, чем у статора.

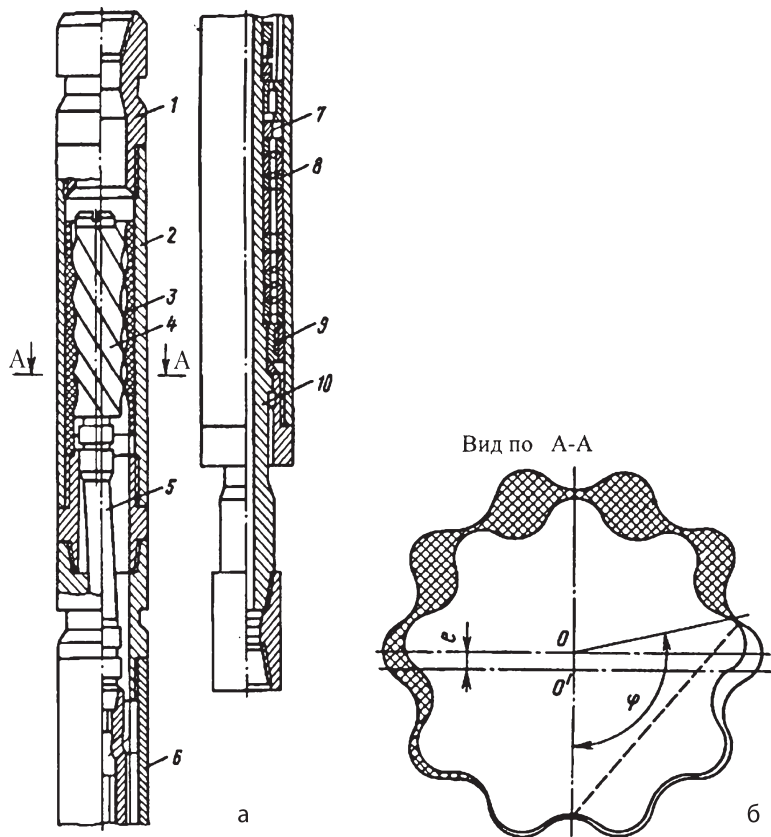


Рис. 6.16. Винтовой двигатель:

- а) общий вид; б) полости, образуемые между ротором (винтом) и статором;
 1 — переводник; 2 — корпус двигательной секции; 3 — статор; 4 — ротор;
 5 — карданный вал; 6 — корпус шпинделя; 7 — торцовый сальник;
 8 — многорядный радиально-упорный подшипник; 9 — радиальная
 резинометаллическая опора; 10 — вал шпинделя

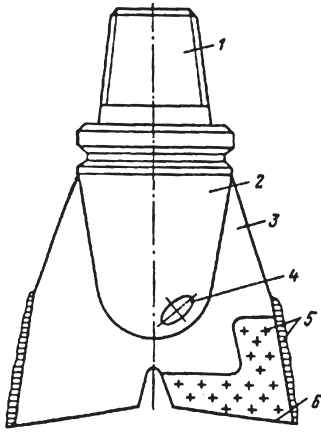


Рис. 6.17.
Лопастное долото:
1—головка с присоединительной резьбой;
2—корпус;
3—лопасть;
4—промывочное отверстие;
5—твердосплавное покрытие;
6—режущая кромка

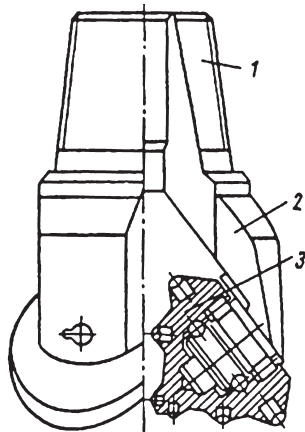


Рис. 6.18.
Шарошечное долото:
1—корпус с резьбовой головкой;
2—лапа с опорой;
3—шарошка

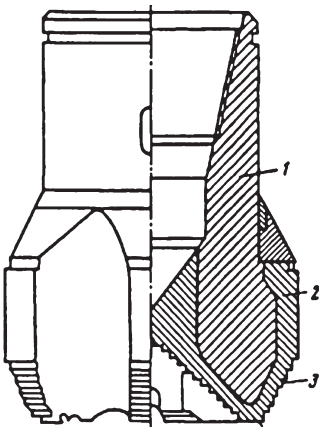


Рис. 6.19.
Алмазное долото:
1—корпус;
2—матрица;
3—алмазные зерна

Ротор расположен в статоре с эксцентриситетом. Благодаря этому, а также вследствие разницы чисел заходов в винтовых линиях статора и ротора их контактирующие поверхности образуют ряд замкнутых полостей — шлюзов — между камерами высокого давления у верхнего конца ротора и пониженного давления у нижнего. Шлюзы перекрывают свободный ток жидкости через двигатель, а самое главное — именно в них давление жидкости создает вращающий момент, передаваемый долоту.

Инструмент, используемый при бурении, подразделяется на **основной** (долота) и **вспомогательный** (бурильные трубы, бурильные замки, центраторы).

Как уже отмечалось, **долота** бывают лопастные, шарошечные, алмазные и твердосплавные.

Лопастные долота (рис. 6.17) выпускаются трех типов: двухлопастные, трехлопастные и многолопастные. Под действием нагрузки на забой их лопасти врезаются в породу, а под влиянием вращающего момента — скалывают ее. В корпусе долота имеются отверстия, через которые жидкость из бурильной колонны направляется к забою скважины со скоростью не менее 80 м/с. Лопастные долота применяются при бурении в мягких высокопластичных горных породах с ограниченными окружными скоростями (обычно при роторном бурении).

Шарошечные долота (рис. 6.18) выпускаются с одной, двумя, тремя, четырьмя и даже с шестью шарошками. Однако наибольшее распространение получили трехшарошечные долота. При вращении долота шарошки, перекатываясь по забою, совершают сложное вращательное движение со скольжением. При этом зубцы шарошек наносят удары по породе, дробят и скалывают ее. Шарошечные долота успешно применяются при вращательном бурении пород самых разнообразных физико-механических свойств. Изготавливают их из высококачественных сталей с последующей химико-термической обработкой наиболее ответственных и быстроизнашивающихся деталей, а сами зубцы изготавливаются из твердого сплава.

Алмазные долота (рис. 6.19) состоят из стального корпуса и алмазонасущей головки, выполненной из порошкообразной твердосплавной шихты. Центральная часть долота представляет собой вогнутую поверхность в форме конуса с каналами для промывочной жидкости, а периферийная зона — шаровую поверхность, переходящую на боковых сторонах в цилиндрическую.

Алмазные долота бывают трех типов: спиральные, радиальные и ступенчатые. **В спиральных алмазных долотах** рабочая часть имеет спирали, оснащенные алмазами, и промывочные отверстия. Долота этого типа предназначены для турбинного бурения малоабразивных и среднеабразивных пород. **Радиальные алмазные долота** имеют рабочую поверхность в виде радиальных выступов в форме сектора, оснащенных алмазами; между

ними размещены промывочные каналы. Долота данного типа предназначены для бурения малоабразивных пород средней твердости и твердых пород как при роторном, так и при турбинном способах бурения. **Ступенчатые алмазные долота** имеют рабочую поверхность ступенчатой формы. Они применяются как при роторном, так и турбинном способах бурения при проходке малоабразивных мягких и средней твердости пород.

Алмазные долота оснащаются наиболее дешевыми натуральными алмазами подгруппы борт и синтетическими (искусственными) алмазами.

Применение алмазных долот обеспечивает высокие скорости бурения, снижение кривизны скважин. Отсутствие опор качения и высокая износостойкость алмазов повышают срок их службы до 200...250 ч непрерывной работы. Благодаря этому сокращается число спускоподъемных операций. Одним алмазным долотом можно пробурить столько же, сколько 15...20 шарошечными долотами.

Твердосплавные долота отличаются от алмазных тем, что вместо алмазов они армированы сверхтвердыми сплавами.

Бурильные трубы предназначены для передачи вращения долоту (при роторном бурении) и восприятия реактивного момента двигателя при бурении с забойными двигателями, создания нагрузки на долото, подачи бурового раствора на забой скважины для очистки его от разбуренной породы и охлаждения долота, подъема из скважины изношенного долота и спуска нового и т. п.

Бурильные трубы отличаются повышенной толщиной стенки и, как правило, имеют коническую резьбу с обеих сторон. Трубы соединяются между собой с помощью бурильных замков (рис. 6.20). Для обеспечения прочности резьбовых соединений концы труб делают утолщенными. По способу изготовления трубы могут быть цельными (рис. 6.21) и с приварными соединительными концами (рис. 6.22). У цельных труб утолщение концов может быть обеспечено высадкой внутрь или наружу.

При глубоком бурении используют стальные и легкосплавные бурильные трубы с номинальными диаметрами 60, 73, 89, 102, 114, 127 и 140 мм. Толщина стенки труб составляет от 7 до 11 мм, а их длина 6, 8 и 11,5 м.

Наряду с обычными используют **утяжеленные бурильные трубы** (УБТ). Их назначением является создание нагрузки на долото и повышение устойчивости нижней части бурильной колонны.

Ведущая труба предназначена для передачи вращения от ротора к бурильной колонне (роторное бурение) и передачи реактивного момента от бурильной колонны ротору (при бурении с забойным двигателем). Эта труба, как правило, имеет квадратное сечение и проходит через квадратное отверстие в роторе. Одним концом ведущая труба присоединяется к вертлюгу, а другим — к обычной бурильной трубе круглого сечения.

Длина граней ведущей трубы определяет возможный интервал проходки скважины без наращивания инструмента. При малой длине ведущей трубы увеличивается число наращиваний и затраты времени на проводку скважины, а при большой — затрудняется их транспортировка.

Бурильные замки предназначены для соединения труб. Замок состоит из замкового ниппеля (рис. 6.20а) и замковой муфты (рис. 6.20б).

Непрерывная многозвенная система инструментов и оборудования, расположенная ниже вертлюга (ведущая труба, бурильные трубы с замками, забойный двигатель и долото), называется **бурильной колонной**. Ее вспомогательными элементами являются переводники различного назначения, протекторы, центраторы, стабилизаторы, калибраторы, наддолотные амортизаторы.

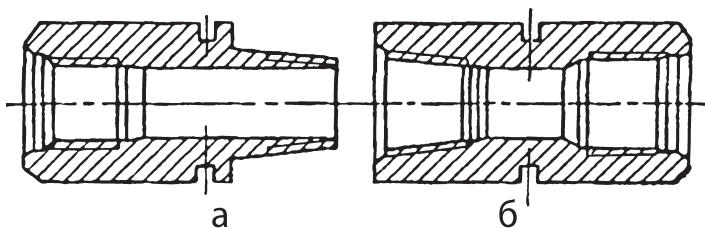


Рис. 6.20. Бурильный замок: а) замковый ниппель; б) замковая муфта

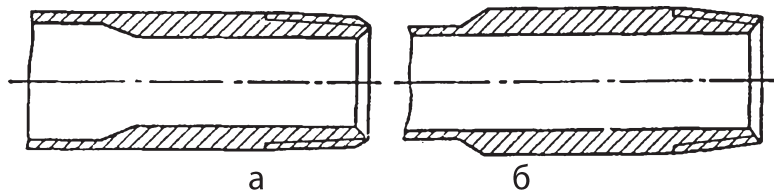


Рис. 6.21. Бурильные трубы цельные с высаженными концами: а) высадка внутрь; б) высадка наружу

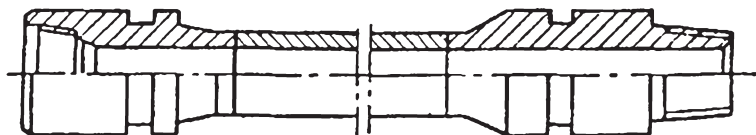


Рис. 6.22. Бурильная труба с приварными соединительными концами

Переводники служат для соединения в бурильной колонне элементов с резьбой различного профиля, с одноименными резьбовыми концами (резьба ниппельная-нипельная, резьба муфтовая-муфтовая), для присоединения забойного двигателя и т. п. По назначению переводники подразделяются на переходные, муфтовые и ниппельные.

Протекторы предназначены для предохранения бурильных труб и соединительных замков от поверхностного износа, а обсадной колонны — от протирания при перемещении в ней бурильных труб. Обычно применяют протекторы с плотной посадкой, представляющие собой резиновое кольцо, надетое на бурильную колонну над замком. Наружный диаметр протектора превышает диаметр замка.

Центраторы применяют для предупреждения искривления ствола при бурении скважины. Боковые элементы центратора касаются стенок скважины, обеспечивая соосность бурильной колонны с ней. Располагаются центраторы в колонне бурильных труб в местах предполагаемого изгиба. Наличие центраторов позволяет применять более высокие осевые нагрузки на долото.

Стабилизаторы — это опорно-центрирующие элементы для сохранения жесткой соосности бурильной колонны в стволе скважины на протяжении некоторых, наиболее ответственных участков. От центраторов они отличаются большей длиной.

Калибратор — разновидность породоразрушающего инструмента для обработки стенок скважины и сохранения номинального диаметра ее ствола в случае износа долота. В бурильной колонне калибратор размещают непосредственно над долотом. Он одновременно выполняет роль центратора и улучшает условия работы долота.

Наддолотный амортизатор (забойный демпфер) устанавливают в бурильной колонне между долотом и утяжеленными бурильными трубами для гашения высокочастотных колебаний, возникающих при работе долота на забое скважины. Снижение вибрационных нагрузок приводит к увеличению ресурса бурильной колонны и долота. Различают демфирующие устройства двух типов: амортизаторы-демпферы механического действия, включающие упругие элементы (стальные пружины, резиновые кольца и шары) и виброгасители-демпферы гидравлического или гидромеханического действия.

Пример компоновки бурильной колонны показан на рис. 6.23.

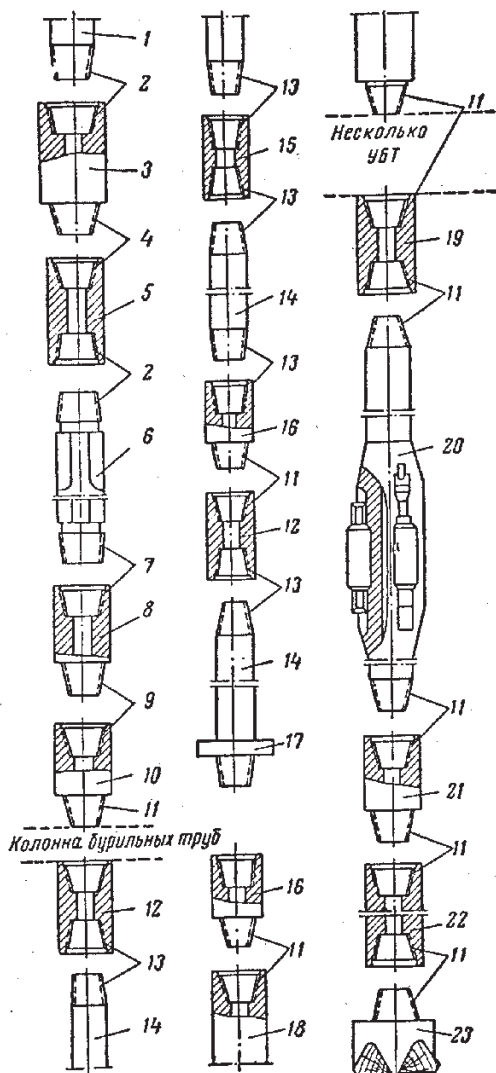


Рис. 6.22. Компоненка буровой колонны:

1—ствол вертлюга; 2—левая восьминиточная резьба; 3—переводник вертлюга;
 4—левая замковая резьба; 5—переводник штанговый верхний (ПШВ); 6—ведущая труба; 7—правая восьминиточная резьба; 8—переводник штанговый нижний (ПШН);
 9—правая замковая резьба; 10—переводник предохранительный (ПБП); 11—замковая резьба; 12—замковая муфта; 13—восьминиточная резьба; 14—буровая труба длиной 6 м; 15—соединительная муфта; 16—нипель замка; 17—предохранительное кольцо;
 18—утяжелительные буровые трубы (УБТ); 19—переводник двухмуфтовый (ПБМ); 20—центратор; 21—переводник переходный; 22—наддолотная утяжеленная буровая труба; 23—долото

6.5. Цикл строительства скважины

В цикл строительства скважины входят:

- 1) подготовительные работы;
- 2) монтаж вышки и оборудования;
- 3) подготовка к бурению;
- 4) процесс бурения;
- 5) крепление скважины обсадными трубами и ее тампонаж;
- 6) вскрытие пласта и испытание на приток нефти и газа.

В ходе **подготовительных работ** выбирают место для буровой, прокладывают подъездную дорогу, подводят системы электроснабжения, водоснабжения и связи. Если рельеф местности неровный, то планируют площадку.

Монтаж вышки и оборудования производится в соответствии с принятой для данных конкретных условий схемой их размещения. Оборудование стараются разместить так, чтобы обеспечить безопасность в работе, удобство в обслуживании, низкую стоимость строительно-монтажных работ и компактность в расположении всех элементов буровой.

В общем случае (рис. 6.24) в центре буровой вышки 1 располагают ротор 3, а рядом с ним — лебедку 2. За ней находятся буровые насосы 19, силовой привод 18, площадка горюче-смазочных материалов 11, площадка глинохозяйства 9, используемая для хранения глинопорошка и химреагентов, а также глиномешалка 17. С противоположной стороны от лебедки находится стеллаж мелкого инструмента 14, стеллажи 5 для укладки бурильных труб 4, приемные мостки 12, площадка отработанных долот 7 и площадка ловильного инструмента 10 (его используют для ликвидации аварий). Кроме того, вокруг буровой размещаются хозяйственная будка 8, инструментальная площадка 6, очистная система 15 для использованного бурового раствора и запасные емкости 16 для хранения бурового раствора, химических реагентов и воды.

Различают следующие методы монтажа буровых установок: поагрегатный, мелкоблочный и крупноблочный.

При поагрегатном методе буровая установка собирается из отдельных агрегатов, для доставки которых используется автомобильный, железнодорожный или воздушный транспорт.

При мелкоблочном методе буровая установка собирается из 16...20 мелких блоков. Каждый из них представляет собой основание, на котором смонтированы один или несколько узлов установки.

При крупноблочном методе установка монтируется из 2...4 блоков, каждый из которых объединяет несколько агрегатов и узлов буровой.

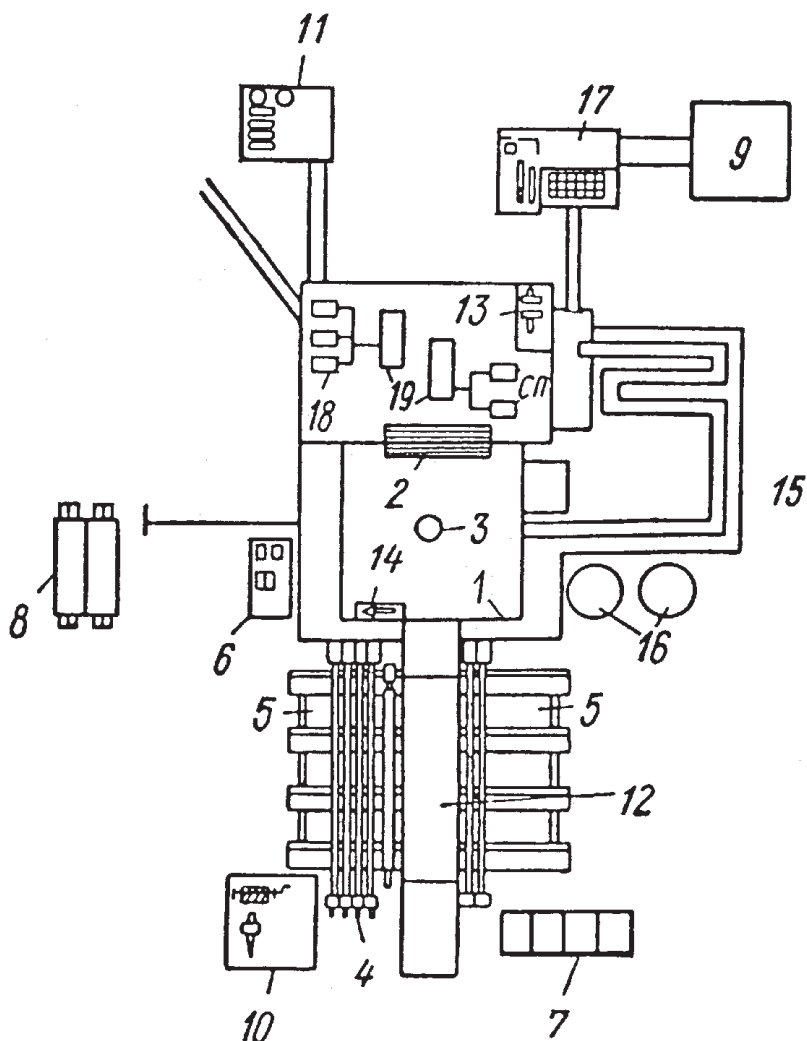


Рис. 6.24. Типовая схема размещения оборудования, инструмента, запасных частей и материалов на буровой:

- 1 – буровая вышка; 2 – лебедка; 3 – ротор; 4 – бурильные трубы;
- 5 – стеллажи; 6 – инструментальная площадка; 7 – площадка отработанных долот;
- 8 – хозяйственная будка; 9 – площадка глинохозейства;
- 10 – площадка ловильного инструмента; 11 – площадка горюче-смазочных материалов;
- 12 – приемные мостки; 13 – верстак слесаря; 14 – стеллаж мелкого инструмента;
- 15 – очистная система; 16 – запасные емкости; 17 – глиномешалка; 18 – силовой привод; 19 – насосы

Блочные методы обеспечивают высокие темпы монтажа буровых установок и качество монтажных работ. Размеры блоков зависят от способа, условий и дальности их транспортировки.

После этого последовательно монтируют талевый блок с кронблоком, вертлюг и ведущую трубу, присоединяют к вертлюгу напорный рукав. Далее проверяют отцентрированность вышки: ее центр должен совпадать с центром ротора.

Подготовка к бурению включает устройство направления I (рис. 6.1) и пробный пуск буровой установки.

Назначение направления описано выше. Его верхний конец соединяют с очистной системой, предназначенной для очистки от шлама бурового раствора, поступающего из скважины, и последующей подачи его в приемные резервуары буровых насосов.

Затем бурят шурф для ведущей трубы, в него спускают обсадные трубы.

Буровая комплектуется долотами, бурильными трубами, ручным и вспомогательным инструментом, горюче-смазочными материалами, запасом воды, глины и химических реагентов. Кроме того, недалеко от буровой располагаются помещение для отдыха и приема пищи, сушилка для спецодежды и помещение для проведения анализов бурового раствора.

В ходе пробного бурения проверяется работоспособность всех элементов и узлов буровой установки.

Процесс бурения начинают, привинтив первоначально к ведущей трубе квадратного сечения долото. Вращая ротор, передают через ведущую трубу вращение долоту.

Во время бурения происходит непрерывный спуск (подача) бурильного инструмента таким образом, чтобы часть веса его нижней части передавалась на долото для обеспечения эффективного разрушения породы.

В процессе бурения скважина постепенно углубляется. После того как ведущая труба вся уйдет в скважину, необходимо нарастить колонну бурильных труб. Нарращивание выполняется следующим образом. Сначала останавливают промывку. Далее бурильный инструмент поднимают из скважины настолько, чтобы ведущая труба полностью вышла из ротора. При помощи пневматического клинового захвата инструмент подвешивают на роторе. Далее ведущую трубу отвинчивают от колонны бурильных труб и вместе с вертлюгом спускают в шурф — слегка наклонную скважину глубиной 15...16 м, располагаемую в углу буровой. После этого крюк отсоединяют от вертлюга, подвешивают на крюке очередную, заранее подготовленную трубу, соединяют ее с колонной бурильных труб, подвешенной на роторе, снимают колонну с ротора, опускают ее в скважину и вновь подвешивают на роторе. Подъемный крюк снова соединяют с вертлюгом и поднимают его с ведущей трубой из шурфа. Ведущую трубу соединяют с колонной бурильных труб, снимают последнюю с рото-

ра, включают буровой насос и осторожно доводят долото до забоя. После этого бурение продолжают.

При бурении долото постепенно изнашивается и возникает необходимость в его замене. Для этого бурильный инструмент, как и при наращивании, поднимают на высоту, равную длине ведущей трубы, подвешивают на роторе, отсоединяют ведущую трубу от колонны и спускают ее с вертлюгом в шурф. Затем поднимают колонну бурильных труб на высоту, равную длине бурильной свечи, подвешивают колонну на роторе, свечу отсоединяют от колонны и нижний конец ее устанавливают на специальную площадку — подсвечник, а верхний — на специальный кронштейн, называемый пальцем. В такой последовательности поднимают из скважины все свечи. После этого заменяют долото и начинают спуск бурильного инструмента. Этот процесс осуществляется в порядке, обратном подъему бурильного инструмента из скважины.

Крепление скважины обсадными трубами и ее тампонаж осуществляют согласно схеме, приведенной на рис. 6.1. Целью тампонажа трубного пространства обсадных колонн является разобщение продуктивных пластов.

Хотя в процессе бурения продуктивные пласты уже были вскрыты, их изолировали обсадными трубами и тампонированием, чтобы проникновение нефти и газа в скважину не мешало дальнейшему бурению. После завершения проходки для обеспечения притока нефти и газа **продуктивные пласты вскрывают вторично**. Для этого обсадную колонну и цементный камень перфорируют.

В настоящее время, в основном, используют перфораторы двух типов: стреляющие и гидроабразивного действия. **Стреляющие перфораторы** бывают торпедного и пулевого типов. Первые из них стреляют разрывными снарядами диаметром до 32 мм на глубину до 25 см. После взрыва такого снаряда вокруг трубы образуется каверна диаметром до 30 см. Пулевые перфораторы бывают селективными (выстрелы производятся поочередно) и залповыми (выстрелы производятся одновременно из нескольких стволов). Применяют пули диаметром 11...13 мм. Принцип действия **перфораторов гидроабразивного действия** основан на том, что из сопел под давлением до 20 МПа выбрасывается струя воды с кварцевым песком (гидропескоструйная перфорация). Энергия данной струи такова, что она за несколько минут способна пробить отверстия в обсадной трубе, цементном камне и углубиться в пласт на расстояние более 1 м. После перфорации **скважину осваивают**, т. е. вызывают приток в нее нефти и газа. Для чего уменьшают давление бурового раствора на забой одним из следующих способов:

- 1) **промывка** — замена бурового раствора, заполняющего ствол скважины после бурения, более легкой жидкостью — водой или нефтью;

2) **поршневание** (свабирование) — снижение уровня жидкости в скважине путем спуска в насосно-компрессорные трубы и подъема на стальном канате специального поршня (сваба). Поршень имеет клапан, который открывается при спуске и пропускает через себя жидкость, заполняющую НКТ. При подъеме же клапан закрывается, и весь столб жидкости, находящийся над поршнем, выносится на поверхность.

От использовавшихся прежде способов уменьшения давления бурового раствора на забой, продавливания сжатым газом и аэрации (насыщения раствора газом) в настоящее время отказались по соображениям безопасности.

Таким образом, освоение скважины в зависимости от конкретных условий может занимать от нескольких часов до нескольких месяцев.

После появления нефти и газа скважину принимают эксплуатационники, а вышку передвигают на несколько метров для бурения очередной скважины куста или перетаскивают на следующий куст.

6.6. Промывка скважин

Промывка скважин — одна из самых ответственных операций, выполняемых при бурении. Первоначально назначение промывки ограничивалось очисткой забоя от частичек выбуренной породы и их выносом из скважины, а также охлаждением долота. Однако по мере развития бурового дела функции бурового раствора расширились. Теперь сюда входят:

- вынос частиц выбуренной породы из скважины;
- передача энергии турбобуру или винтовому двигателю;
- предупреждение поступления в скважину нефти, газа и воды;
- удержание частичек разбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции;
- охлаждение и смазывание трущихся деталей долота;
- уменьшение трения бурильных труб о стенки скважины;
- предотвращение обвалов пород со стенок скважины;
- уменьшение проницаемости стенок скважины, благодаря коркообразованию.

Соответственно буровые растворы должны удовлетворять **ряду требований**:

- выполнять возложенные функции;
- не оказывать вредного влияния на бурильный инструмент и забойные двигатели (коррозия, абразивный износ и т. д.);
- легко прокачиваться и очищаться от шлама и газа;

- быть безопасными для обслуживающего персонала и окружающей среды;
- быть удобными для приготовления и очистки;
- быть доступными, недорогими, допускать возможность многократного использования.

Виды буровых растворов и их основные параметры

При вращательном бурении нефтяных и газовых скважин в качестве промывочных жидкостей используются:

- агенты на водной основе (техническая вода, естественные буровые растворы, глинистые и неглинистые растворы);
- агенты на углеводородной основе;
- агенты на основе эмульсий;
- газообразные и аэрированные агенты.

Техническая вода — наиболее доступная и дешевая промывочная жидкость. Имея малую вязкость, она легко прокачивается, хорошо удаляет шлам с забоя скважины и лучше, чем другие жидкости, охлаждает долото. Однако она плохо удерживает частицы выбуренной породы (особенно при прекращении циркуляции), не образует упрочняющей корки на стенке скважины, хорошо поглощается низконапорными пластами, вызывает набухание глинистых пород, ухудшает проницаемость коллекторов нефти и газа.

Естественным буровым раствором называют водную суспензию, образующуюся в скважине в результате диспергирования шлама горных пород, разбурывааемых на воде. Основное достоинство применения естественных буровых растворов состоит в значительном сокращении потребности в привозных материалах на их приготовление и обработку, что ведет к удешевлению растворов. Однако их качество и свойства зависят от минералогического состава и природы разбурывааемых глин, способа и режима бурения, типа породоразрушающего инструмента. Нередко в них велико содержание абразивных частиц. Поэтому естественные буровые растворы применяют в тех случаях, когда по геолого-стратиграфическим условиям не требуется промывочная жидкость высокого качества.

Глинистые буровые растворы получили наибольшее распространение при бурении скважин. Для бурового дела наибольший интерес представляют три группы глинистых минералов: бентонитовые (монтмориллонит, бейделлит, нонтронит, сапонит и др.), каолиновые (каолинит, галлуазит, накрит и др.) и гидрослюдистые (иллит, браваизит и др.). Наилучшими качествами с точки зрения приготовления бурового раствора обладают монтмориллонит и другие бентонитовые минералы. Так, из 1 т бентонитовой глины можно получить около 15 м³ высококачествен-

ного глинистого раствора, тогда как из глины среднего качества — 4...8 м³, а из низкосортных глин — менее 3 м³.

Глинистые растворы глинизируют стенки скважины, образуя тонкую плотную корку, которая препятствует проникновению фильтрата в пласты. Их плотность и вязкость таковы, что растворы удерживают шлам разбуренной породы даже в покое, предотвращая его оседание на забой при перерывах в промывке. Утяжеленные глинистые растворы, создавая большее противодавление на пласты, предупреждают проникновение пластовых вод, нефти и газа в скважину и открытое фонтанирование при бурении. Однако по этим же причинам затруднено отделение частиц породы в циркуляционной системе бурового раствора.

Применяются также другие буровые растворы на водной основе: мацглинистые (для бурения верхней толщи выветренных и трещиноватых горных пород), соленащенные (при бурении в мощных толщах соленосных пород), ингибированные (обработанные химреагентами для предупреждения набухания разбуриваемых пород и чрезмерного обогащения раствора твердой фазой) и т. д.

К **неглинистым** относятся буровые растворы, приготовленные без использования глины. *Безглинистый буровой раствор с конденсированной твердой фазой* готовится на водной основе. Дисперсная фаза в нем получается химическим путем, в результате взаимодействия находящихся в растворе ионов магния с щелочью NaOH или Ca(OH)₂. Химическая реакция приводит к образованию в растворе микроскопических частиц гидроксида магния Mg(OH)₂. Раствор приобретает гелеобразную консистенцию и после химической обработки превращается в седиментационно устойчивую систему. Такой раствор сохраняет свои структурно-механические свойства при любой минерализации. Поэтому его применяют в случаях, когда требуется обеспечить высокую устойчивость стенок скважины, но обеспечить контроль и регулирование минерализации раствора сложно.

Другим типом неглинистых буровых растворов являются *биополимерные растворы*. Биополимеры получают при воздействии некоторых штаммов бактерий на полисахариды. Свойства биополимерных растворов регулируются так же легко, как свойства лучших буровых растворов из бентонитовых глин. Вместе с тем некоторые из них оказывают флокулирующее воздействие на шлам выбуренных пород, предупреждая таким образом образование суспензии. Кроме того, растворы биополимеров термостойчивы. Сдерживает их применение относительно высокая стоимость.

Буровые растворы на углеводородной основе представляют собой многокомпонентную систему, в которой дисперсионной (несущей) средой является нефть или жидкие нефтепродукты (обычно дизельное топ-

ливо), а дисперсной (взвешенной) фазой — окисленный битум, асфальт или специально обработанная глина (гидрофобизированный бентонит).

Буровые растворы на углеводородной основе не оказывают отрицательного влияния на свойства коллекторов нефти и газа, обладают смазывающей способностью: при их использовании уменьшается расход мощности на холостое вращение бурильной колонны в стволе скважины и снижается износ бурильных труб и долот. Однако стоимость приготовления таких буровых растворов довольно высока, они пожароопасны, трудно удаляются с инструмента и оборудования.

Применяют буровые растворы на углеводородной основе для повышения эффективности бурения в породах-коллекторах и сохранения их нефтегазоотдачи на исходном уровне, а также для проводки скважин в сложных условиях при разбурировании мощных пачек набухающих глин и растворимых солей.

У эмульсионных буровых растворов дисперсионной средой является эмульсия типа «вода в нефти», а дисперсной фазой — глина.

Буровой раствор, приготовленный на основе эмульсии типа «вода в нефти», называется обращенным эмульсионным или инвертной эмульсией. Жидкая фаза такого раствора на 60...70 % состоит из нефти или нефтепродуктов, остальное — вода. Однако содержание воды в инвертной эмульсии может быть доведено до 80 % и выше, если в нее ввести специальные эмульгаторы.

Эмульсионные буровые растворы используются при бурении в глинистых отложениях и солевых толщах. Они обладают хорошими смазочными свойствами и способствуют предупреждению прихвата инструмента в скважине.

Сущность **бурения с продувкой газом** заключается в том, что для очистки забоя, выноса выбуренной породы на дневную поверхность, а также для охлаждения долота используют сжатый воздух, естественный газ или выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания. Применение газообразных агентов позволяет получить большой экономический эффект: увеличивается механическая скорость (в 10...12 раз) и проходка на долото (в 10 раз и более). Благодаря высоким скоростям восходящего потока в затрубном пространстве, ускоряется вынос выбуренных частиц породы. Использование газообразных агентов облегчает проведение гидрогеологических наблюдений в скважинах. Кроме того, увеличивается коэффициент нефтегазоотдачи пласта.

Аэрированные буровые растворы представляют собой смеси пузырьков воздуха с промывочными жидкостями (водой, нефтеэмульсиями и др.) в соотношении до 30:1. Для повышения стабильности аэрированных растворов в их состав вводят реагенты — поверхностно-активные вещества и пенообразователи.

Аэрированные буровые растворы обладают теми же свойствами, что и жидкости, из которых они приготовлены (для глинистых растворов — образуют глинистую корку, обладают вязкостью и напряжением сдвига, сохраняют естественную проницаемость призабойной зоны пласта при его вскрытии). Вместе с тем большим преимуществом аэрированных жидкостей является возможность их применения в осложненных условиях бурения, при катастрофических поглощениях промывочных жидкостей, вскрытии продуктивных пластов с низким давлением.

Основными параметрами буровых растворов являются плотность, вязкость, показатель фильтрации, статическое напряжение сдвига, стабильность, суточный отстой, содержание песка, водородный показатель.

Плотность промывочных жидкостей может быть различной: у растворов на нефтяной основе она составляет 890...980 кг/м³, у малоглинистых растворов — 1050...1060 кг/м³, у утяжеленных буровых растворов — до 2200 кг/м³ и более.

Выбор бурового раствора должен обеспечить превышение гидростатического давления столба в скважине глубиной до 1200 м над пластовым на 10...15 %, а для скважин глубже 1200 м — на 5...10 %.

Вязкость характеризует свойство раствора оказывать сопротивление его движению.

Показатель фильтрации — способность раствора при определенных условиях отдавать воду пористым породам. Чем больше в растворе свободной воды и чем меньше глинистых частиц, тем большее количество воды проникает в пласт.

Статическое напряжение сдвига характеризует усилие, которое требуется приложить, чтобы вывести раствор из состояния покоя.

Стабильность характеризует способность раствора удерживать частицы во взвешенном состоянии. Она определяется величиной разности плотностей нижней и верхней половин объема одной пробы после отстоя в течение 24 ч. Для обычных растворов ее величина должна быть не более 0,02 г/см³, а для утяжеленных — 0,06 г/см³.

Суточный отстой — количество воды, выделяющееся за сутки из раствора при его неподвижном хранении. Для высокостабильных растворов величина суточного отстоя должна быть равна нулю.

Содержание песка — параметр, характеризующий содержание в растворе частиц (породы, неразведенных комочков глины), неспособных растворяться в воде. Его измеряют по величине осадка, выпадающего из бурового раствора, разбавленного водой, после интенсивного взбалтывания. В хорошем растворе содержание песка не должно превышать 1 %.

Величина **водородного показателя рН** характеризует щелочность бурового раствора. При рН > 7 раствор щелочной, при рН = 7 — нейтральный, при рН < 7 — кислый.

Химическая обработка буровых растворов

Химическая обработка бурового раствора заключается во введении в него определенных химических веществ с целью улучшения

свойств без существенного изменения плотности.

В результате химической обработки достигаются следующие положительные результаты:

- повышение стабильности бурового раствора;
- снижение его способности к фильтрации, уменьшение толщины и липкости корки на стенке скважины;
- регулирование вязкости раствора в сторону ее увеличения или уменьшения;
- придание ему специальных свойств (термо-, солестойкости и др.).

В глинистые буровые растворы вводят также смазочные добавки и пеногасители. Благодаря смазывающим добавкам улучшаются условия работы бурильной колонны и породоразрушающего инструмента в скважине. Пеногасители препятствуют образованию пены при выделении из промывочной жидкости газовой фазы.

Приготовление и очистка буровых растворов

Приготовление бурового раствора — это получение промывочной жидкости с необходимыми свойствами в результате перера-

ботки исходных материалов и взаимодействия компонентов.

Организация работ и технология приготовления бурового раствора зависят от его рецептуры, состояния исходных материалов и технического оснащения. Рассмотрим их на примере приготовления глинистого раствора.

Такой раствор готовят либо централизованно на глинозаводе, либо непосредственно на буровой. **Централизованное обеспечение буровым раствором** целесообразно при длительном разбуривании крупных месторождений и близком расположении буровых, когда для проводки скважин требуются растворы с одинаковыми или близкими параметрами. В этом случае более полно и экономично используются исходные материалы, требуются меньшие энергетические затраты по сравнению с приготовлением раствора на буровых, ниже себестоимость раствора, персонал буровой освобождается от тяжелой и трудоемкой работы.

Наиболее экономично централизованное приготовление бурового раствора гидромониторным способом непосредственно в глинокарьере, расположенном вблизи от большой группы буровых. Если таких условий нет, то глинозавод размещают в центре разбуриваемой площади, а комовую глину доставляют с карьера автомобильным, железнодорожным или водным транспортом. На глинозаводах в гидромешалках объемом 20...60 м³

приготавливают 400...1000 м³ глинистого раствора в сутки. Доставляют его на буровые по трубопроводу, в автоцистернах или на специальных судах.

При большой разбросанности буровых, сложности доставки готового раствора на них (болотистая или сильнопересеченная местность, зимние условия и т. д.), потребности в растворах с различными параметрами целесообразно готовить глинистые растворы **непосредственно на буровой**. Для этого в настоящее время буровые оснащают блоком приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов.

Глинопорошки готовят на специальных заводах из качественных глин путем их сушки и последующего помола в шаровых мельницах. При этом влажность комовых глин не снижают ниже 6%, а также не допускают спекания глинистых частиц. Заводы глинопорошков строят на месторождениях высококачественных глин или непосредственно в местах потребления.

Блок приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов состоит из двух бункеров общим объемом 42 м³, системы подачи глинопорошка и гидравлического смесителя (рис. 6.25). При подаче воды с большой скоростью через патрубок 10 в смесительной камере 2 создается разрежение и в нее из воронки 1 гидросмесителя поступает глинопорошок. Образовавшаяся смесь поступает в емкость 6, откуда направляется в запасные или приемные емкости для окончательной доводки раствора. Производительность гидросмесителей достигает 80 м³ раствора в час.

Готовый буровой раствор через напорный рукав, присоединенный к неподвижной части вертлюга, закачивается в бурильную колонну буровыми насосами. Пройдя по бурильным трубам вниз, он с большой скоростью проходит через отверстия в долоте к забою скважины, захватывает частички породы, а затем поднимается между стенками скважины и бурильными трубами. Отказываться от его повторного использования экономически нецелесообразно, а использовать вновь без очистки нельзя, т. к. в этом случае происходит интенсивный абразивный износ оборудования и бурильного инструмента, снижается удерживающая способность бурового раствора, уменьшаются возможности выноса новых крупных обломков породы.

Через систему очистки необходимо пропускать и вновь приготовленные глинистые растворы, т. к. в них могут быть комочки нераспутившейся глины, непрореагировавших химических реагентов и других материалов.

Очистка промывочной жидкости осуществляется как за счет естественного выпадения частиц породы в желобах и емкостях, так и принудительно в механических устройствах (виброситах, гидроциклонах и т. п.). Использованный буровой раствор (рис. 6.14) из устья скважины 1 через систему желобов 2 поступает на расположенную наклонно и вибрирующую сетку вибросита 3. При этом жидкая часть раствора свободно проходит через ячейки сетки, а частицы шлама удерживаются на стенке и под

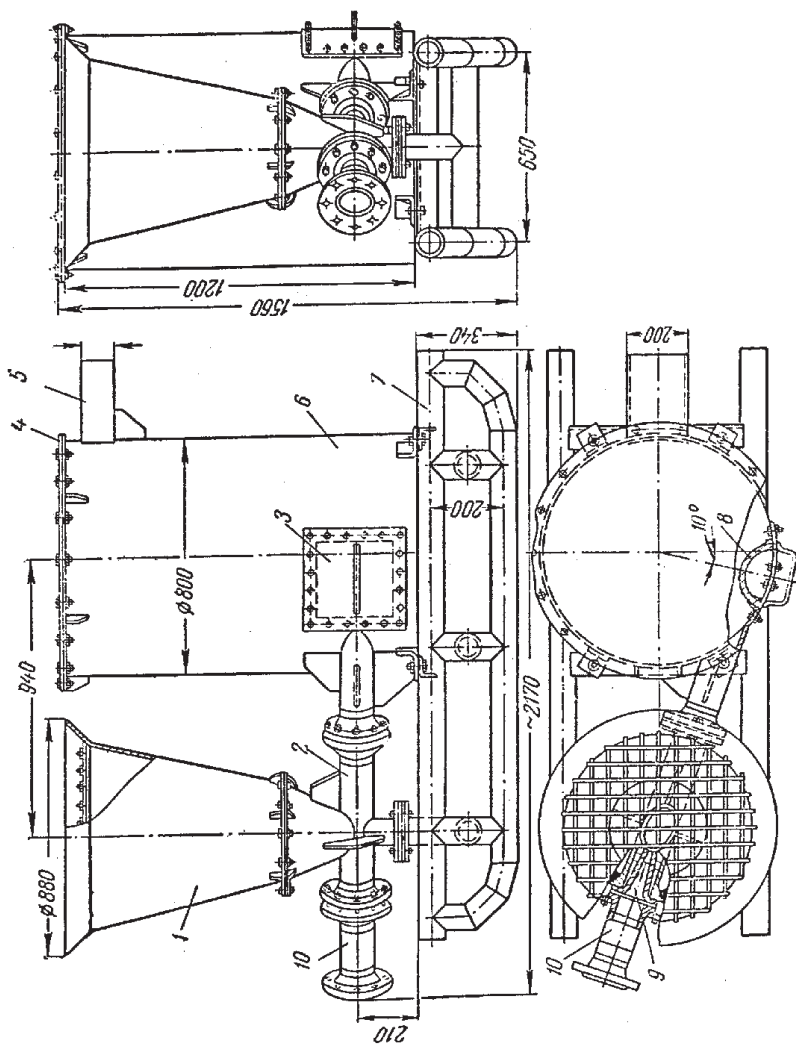


Рис. 6.25. Гидравлический смеситель МЕ:
 1 — конический бункер (воронка); 2 — смесительная камера; 3 — люк; 4 — крышка емкости; 5 — сливной патрубок;
 6 — емкость; 7 — сварная рама (сани); 8 — отбойник (башмак); 9 — штуцер; 10 — патрубок для подвода жидкости

воздействием вибрации скатываются под уклон. Для дальнейшей очистки буровой раствор с помощью шламового насоса 7 прокачивается через гидроциклоны 4, в которых удается отделить частицы породы размером до 10...20 мкм. Окончательная очистка раствора от мельчайших взвешенных частиц породы производится в емкости 6 с помощью химических реагентов, под действием которых очень мелкие частицы как бы слипаются, после чего выпадают в осадок.

При отстаивании в емкостях 6 и 8 одновременно происходит выделение растворенных газов из раствора.

Очищенный буровой раствор насосом 9 по нагнетательному трубопроводу 10 вновь подается в скважину. По мере необходимости в систему вводится дополнительное количество свежеприготовленного раствора из блока 5.

6.7. Осложнения, возникающие при бурении

В процессе проводки скважины возможны разного рода осложнения, в частности обвалы пород, поглощения промывочной жидкости, нефте-, газо- и водопроявления, прихваты бурильного инструмента, аварии, искривление скважин.

Обвалы пород возникают вследствие их неустойчивости (трещиноватости, склонности разбухать под влиянием воды).

Характерными признаками обвалов являются:

- значительное повышение давления на выкиде буровых насосов;
- резкое повышение вязкости промывочной жидкости;
- вынос ею большого количества обломков обвалившихся пород и т. п.

Поглощение промывочной жидкости — явление, при котором жидкость, закачиваемая в скважину, частично или полностью поглощается пластом. Обычно это происходит при прохождении пластов с большой пористостью и проницаемостью, когда пластовое давление оказывается меньше давления столба промывочной жидкости в скважине.

Интенсивность поглощения может быть от слабой до катастрофической, когда выход жидкости на поверхность полностью прекращается.

Для предупреждения поглощения применяют следующие методы:

- промывка облепченными жидкостями;
- ликвидация поглощения закупоркой каналов, поглощающих жидкость (за счет добавок в нее инертных наполнителей — асбеста, слюды, рисовой шелухи, молотого торфа, древесных опилок, целлофана; заливки быстросхватывающихся смесей и т. д.);

- повышение структурно-механических свойств промывочной жидкости (добавкой жидкого стекла, поваренной соли, извести и т. п.).

Газо-, нефте- и водопроявления имеют место при проводке скважин через пласты с относительно высоким давлением, превышающим давление промывочной жидкости. Под действием напора воды происходит ее перелив или фонтанирование, а под действием напора нефти или газа — непрерывное фонтанирование или периодические выбросы.

К мероприятиям, позволяющим избежать газо-, нефте- и водопроявлений, относятся:

- правильный выбор плотности промывочной жидкости;
- предотвращение понижения ее уровня при подъеме колонны бурильных труб и при поглощении жидкости.

Прихваты бурильного инструмента возникают по следующим причинам:

- заклинивание бурильного инструмента в суженных частях ствола или при резких искривлениях скважины, при обвалах неустойчивых пород, при осаждении разбуренной породы в случае прекращения циркуляции;
- образование на стенках скважины толстой и липкой корки, к которой прилипает бурильный инструмент, находящийся без движения.

Ликвидация прихватов — сложная и трудоемкая операция. Поэтому необходимо принимать все возможные меры, чтобы их избежать.

Аварии при бурении можно разделить на четыре группы:

- 1) аварии с долотами (отвинчивание долота при спуске инструмента вследствие недостаточного его закрепления, слом долота в результате перегрузки и т. д.);
- 2) аварии с бурильными трубами и замками (слом трубы по телу; срыв резьбы труб, замков и переводников и т. д.);
- 3) аварии с забойными двигателями (отвинчивание; слом вала или корпуса и т. д.);
- 4) аварии с обсадными колоннами (их смятие; разрушение резьбовых соединений; падение отдельных секций труб в скважину и т. д.).

Для ликвидации аварий применяют специальные **ловильные инструменты** (рис. 6.26): шлипс, колокол, метчик, магнитный фрезер, паук и другие. Однако лучше всего предотвращать аварии, строго соблюдая правила эксплуатации оборудования, своевременно осуществляя его дефектоскопию, профилактику и замену.

При бурении вертикальных скважин вращательным способом часто встречается самопроизвольное **искривление скважин**, т. е. отклонение их ствола от вертикального. Искривление вертикальных скважин влечет за собой ряд проблем: нарушение запланированной сетки разработки неф-

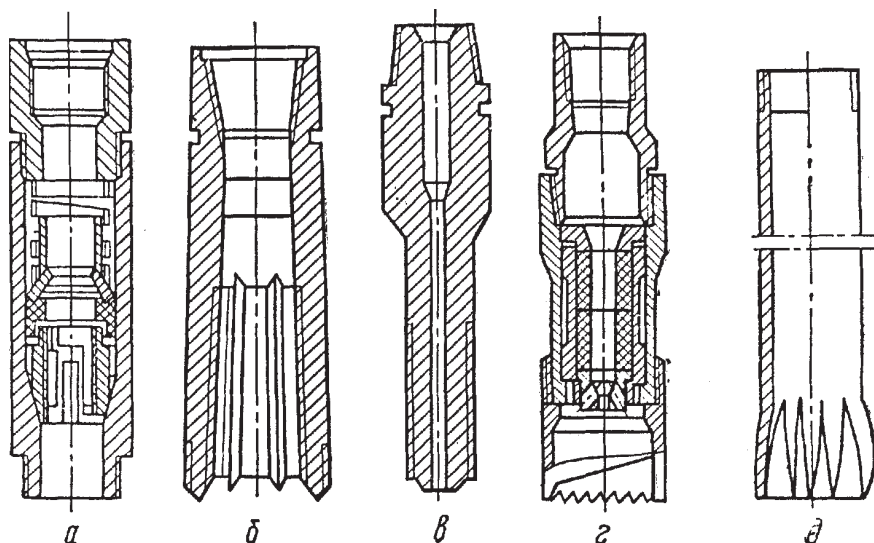


Рис. 6.26. Ловильные инструменты:

а) шлипс; б) колокол; в) метчик; г) магнитный фрезер; д) паук

тяных и газовых месторождений, повышенный износ бурильных труб, ухудшение качества изоляционных работ, невозможность использования штанговых насосов при эксплуатации скважин и т. д.

Причинами искривления скважин являются геологические, технические и технологические факторы. К геологическим — относятся наличие в разрезе скважин крутопадающих пластов; частая смена пород различной твердости; наличие в породах, через которые проходит скважина, трещин и каверн. Техническими факторами, способствующими искривлению скважин, являются несовпадение оси буровой вышки с центром ротора и осью скважины; наклонное положение стола ротора; применение искривленных бурильных труб и т. д. К технологическим факторам, обуславливающим искривление скважин, относятся создание чрезмерно высоких осевых нагрузок на долото; несоответствие типа долота, количества и качества промывочной жидкости характеру проходимых пород.

В соответствии с перечисленными факторами принимаются меры по предотвращению искривления скважин. В сложных геологических условиях применяется особая компоновка низа бурильной колонны, включающая калибраторы и центраторы. Кроме того, необходимо:

- монтаж оборудования проводить в соответствии с техническими условиями;
- тип долота выбирать соответственно типу пород;
- снижать нагрузку на долото и т. д.

6.8. Наклонно направленные скважины

Скважины, для которых проектом предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной траектории, называются **наклонно направленными**.

Наклонные скважины бурят, когда продуктивные пласты залегают под акваториями морей, озер, рек, под территориями населенных пунктов, промышленных объектов, в заболоченной местности, а также для удешевления строительства буровых сооружений.

Разработанные в настоящее время виды профилей для наклонно направленных скважин делятся на две группы: профили обычного типа (представляющие собой кривую линию, лежащую в вертикальной плоскости) и профили пространственного типа (в виде пространственных кривых).

Некоторые типы наклонно направленных скважин приведены на рис. 6.27. Все они содержат вертикальный начальный участок 1 и участок увеличения зенитного угла (угла наклона ствола) 2. В остальном профили наклонно направленных скважин различны.

Профиль типа А завершается прямолинейным наклонным участком 3. Его рекомендуется применять при бурении неглубоких скважин в однопластовых месторождениях, если предполагается большое смещение забоя.

Профиль типа Б отличается от предыдущего тем, что вместо прямолинейного наклонного имеет участок уменьшения зенитного угла 4 и вертикальный участок в продуктивном пласте 5. Его рекомендуют применять при проводке глубоких скважин, пересекающих несколько продуктивных пластов.

Профиль типа В отличается от профиля А тем, что имеет участок 2 повышенной длины и заканчивается горизонтальным участком 6. Этот профиль рекомендуется при необходимости выдержать заданный угол входа в пласт и вскрыть его на наибольшую мощность.

Отличительной особенностью профиля типа Г является то, что он заканчивается горизонтально-разветвленным участком 7. Тем самым еще больше увеличивается площадь поверхности, через которую в скважину будут поступать нефть и газ.

Для отклонения скважины от вертикали применяют специальные отклоняющие приспособления: кривую бурильную трубу, кривой переводник, эксцентричный ниппель и отклонители различных типов.

Установлено, что по производительности скважины с горизонтальным окончанием значительно превосходят вертикальные скважины. Так, площадь дренирования в трещиноватых коллекторах увеличивается в 4...100 раз, а в прочих — в 2...8 раз. Отношение продуктивности горизонтальных скважин к аналогичному показателю вертикальных составляет в среднем по США — 3,2, а в Канаде — 4,1.

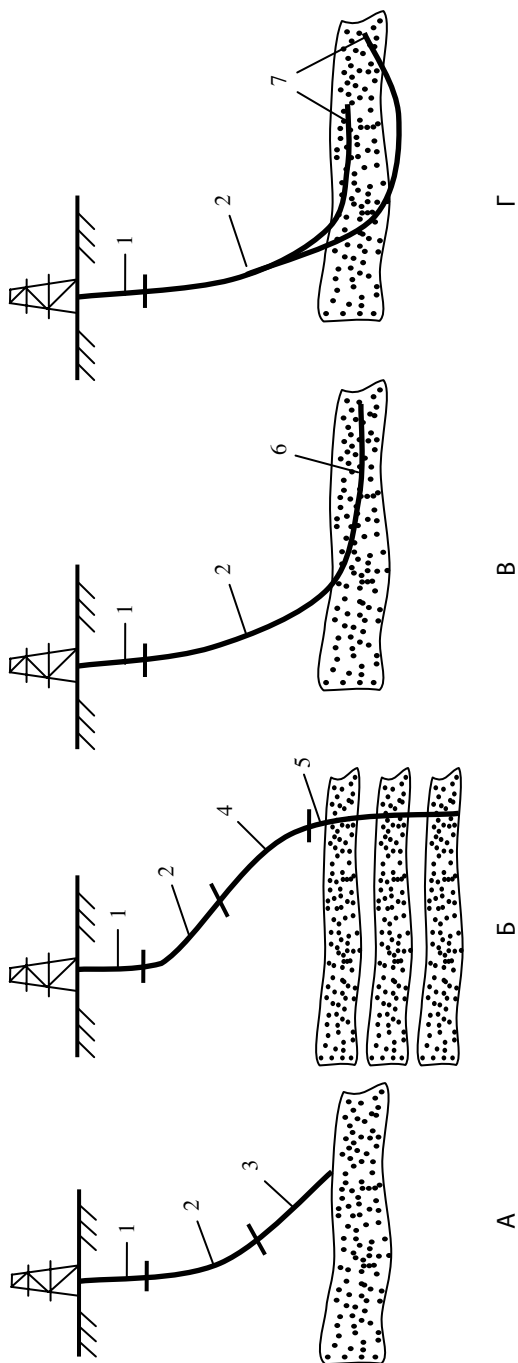


Рис. 6.27. Типы профилей наклонно направленных скважин:

- 1 — наклонный участок;
- 2 — участок увеличения угла наклона ствола;
- 3 — прямолинейный наклонный участок;
- 4 — участок уменьшения угла наклона ствола;
- 5 — вертикальный участок в продуктивном пласте;
- 6 — горизонтальный участок;
- 7 — горизонтально-разветвленный участок

Горизонтальные скважины значительно увеличивают объем вовлекаемых в разработку геологических запасов нефти. По всем месторождениям США прирост нефтяных запасов за счет горизонтального бурения составил в среднем 8,7% (или около 320 млн т.), по залежам Канады—9,5% (около 100 млн т), по месторождениям Саудовской Аравии—5...10% (1,7...3,5 млрд т). В России (1995 г., Татария) средний дебит горизонтальных скважин в 2,4 раза больше дебита ближайших вертикальных скважин.

6.9. Сверхглубокие скважины

Первая американская нефтяная скважина дала нефть с глубины около 20 м. В России первые нефтяные скважины имели глубину менее 100 м. Очень быстро их глубина достигла нескольких сот метров. К концу 60-х годов в СССР средняя глубина скважин для добычи нефти и газа составляла 1710 м. Самая глубокая нефтяная залежь в нашей стране открыта в районе г. Грозного на глубине 5300 м, а промышленный газ получен в Прикаспийской впадине с глубины 5370 м.

Самый глубокозалегающий в Европе газоносный пласт на месторождении Магосса (Северная Италия) залегает на глубине 6100 м. Самая большая глубина в мире, с которой ведется промышленная добыча газа,—7460 м (шт. Техас, США).

Общая тенденция добычи нефти и газа со все более глубокозалегающих горизонтов может быть проиллюстрирована следующими цифрами. Еще 20 лет назад основная добыча нефти (66%) осуществлялась из самых молодых, кайнозойских, пород. Из более древних, мезозойских, пород добывали 19% нефти, а из самых древних, палеозойских,—15%. Сейчас ситуация изменилась: основными поставщиками нефти стали мезозойские породы, на втором месте—породы палеозоя.

Таким образом, одной из задач бурения сверхглубоких скважин является поиск нефтегазоносных горизонтов на больших глубинах. Только сверхглубокое бурение может поставить окончательную точку в споре между сторонниками органической и неорганической гипотез происхождения нефти. Наконец, сверхглубокое бурение необходимо для более детального изучения земных недр. Ведь сегодня мы знаем о далеком космосе во много раз больше, чем о том, что находится под нами в нескольких десятках километров.

Бурение сверхглубоких скважин связано с большими трудностями. С глубиной растет давление и температура. Так, на глубине 7000 м даже гидростатическое давление равно 70 МПа, 8000 м—80 МПа и т. д.

А в пласте оно может быть в два раза больше. Как удержать в «бутылке» этого «джина»? Требуются высоконапорные насосы для подачи промывочной жидкости. Что собой должна представлять эта жидкость, если температура на забое скважин достигает 250 °С? Чем вращать многокилометровую колонну бурильных труб? Как вообще применять бурильные трубы, если стальные трубы выдерживают свой вес до глубины 10 км?

На часть поставленных вопросов ответы уже найдены. Для бурения сверхглубоких скважин используют утяжеленную промывочную жидкость, чтобы она «закупоривала» скважину собственным весом. Бурят сверхглубокие скважины с помощью забойных двигателей, а бурильные трубы делают из легкого и прочного алюминиевого сплава.

Эпоха глубокого бурения началась в 1961 г. реализацией американского проекта «Мохол». Скважину заложили на дне Тихого океана вблизи острова Гуаделупе под четырехкилометровым слоем воды. Предполагалось, что скважина, пройдя 150 м рыхлых донных пород и 5,5 км твердых нижележащих, погрузится в мантию — следующий после коры слой нашей планеты. Однако бурение остановилось после первых же 36 метров. Причина заключалась в том, что после извлечения первого керна устье уже начатой скважины отыскать не смогли, несмотря на применение самых современных средств поиска.

В 1968 г. со специально оборудованного бурового судна (рис. 6.28) была предпринята вторая атака на мантию. Однако в 1975 г., когда были вскрыты верхние базальтовые слои океанского дна, бурение прекратили из-за технических сложностей.

В дальнейшем бурение сверхглубоких скважин осуществлялось на суше. В 1970 г. была пробурена скважина 1-СЛ-5407 в штате Луизиана глубиной 7803 м.

Наглядное представление о современной сверхглубокой скважине и ее оборудовании можно получить на примере одной из самых глубоких в мире скважин — 1-Бейден, пробуренной в штате Оклахома. Глубина скважины 9159 м. Бурение началось в 1970 г. и продолжалось 1,5 года. Высота буровой вышки — 43,3 м, грузоподъемность — 908 т. Мощность буровой лебедки 2000 кВт, а каждого из двух буровых насосов — 1000 кВт. Общая емкость наземной циркуляционной системы для глинистого раствора — 840 м³. Устье скважины оборудовано противовыбросовой арматурой, рассчитанной на давление 105,5 МПа.

Конструктивно скважина состоит из шахтного направления диаметром 0,9 м до глубины 18 м, кондуктора диаметром 0,5 м до глубины 1466 м, обсадных труб до глубины 7130 м и эксплуатационных колонн. Всего на скважину было израсходовано около 2200 т стальных обсадных труб, 1705 т цемента и 150 алмазных долот. Полная стоимость проводки скважины составила 6 млн долларов.

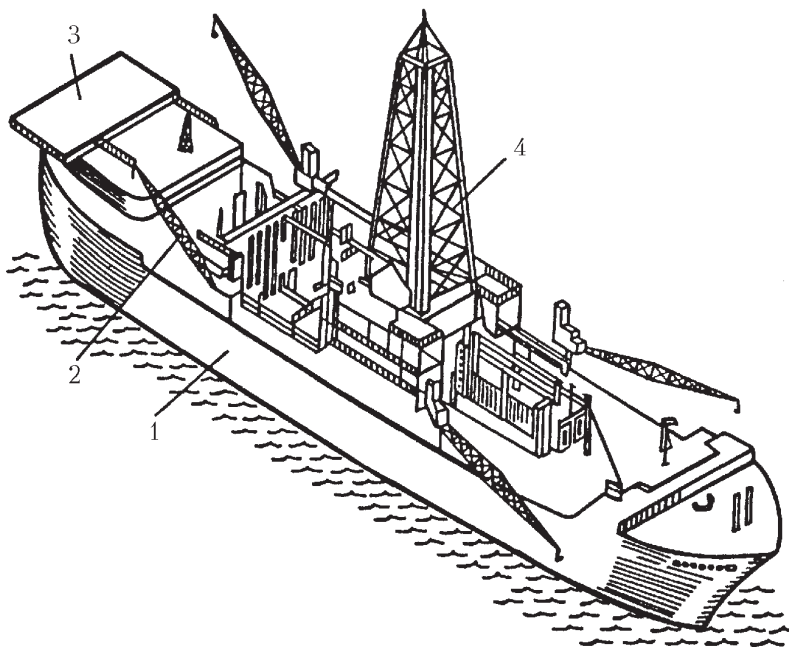


Рис. 6.28. Общий вид бурового судна:
 1—корпус; 2—грузовой кран;
 3—вертолетная площадка; 4—буровая вышка

В СССР на начало 1975 г. было десять скважин, глубина которых превысила 6 км. К ним относятся Арал-Сорская в Прикаспийской низменности глубиной 6,8 км, Биикжалская в Азербайджане глубиной 6,7 км, Синевидная (7,0 км) и Шевченковская (7,52 км) в Западной Украине, Бурунная (7,5 км) на Северном Кавказе и др.

Самой глубокой в мире является Кольская скважина, которая перешагнула рубеж 12 км. Бурение было начато в 1970 г. Вскрытые скважиной породы имеют возраст до 3 млрд лет. Для бурения использована установка, построенная на Уралмаше и имеющая грузоподъемность 4000 кН.

В ходе бурения получены достоверные данные о физическом состоянии, свойствах и составе горных пород, относящихся к археозойской и протерозойской эрам.

Долгое время было распространено мнение о плохих коллекторских свойствах пород на больших глубинах, о неблагоприятных термодинамических условиях, которые якобы приводят к деструкции нефти, а также о низкой эффективности глубокого бурения. Практика сооружения сверх-

глубоких скважин в нашей стране и за рубежом этих взглядов не подтверждает. Так, в США (Техас) пористость известняков на глубине 3 км составляет 8,5%, а на глубине 6 км — 18%. Объясняется это тем, что на больших глубинах подземные воды более интенсивно растворяют известняки.

С увеличением глубины значительно возрастает доля трещиноватых коллекторов, хотя, казалось бы, должно быть наоборот. Как сенсацию геологи восприняли сообщение о том, что в одной из сверхглубоких скважин, пробуренной в очень плотных магматических породах, на глубине 6350 м был открыт целый родник сильно соленой воды. Объяснили данное явление так: с глубиной растет горное давление, под действием которого даже сверхтвердые породы трескаются и приобретают свойства коллекторов.

Не подтверждаются опасения скептиков и в отношении деструкции нефти. Месторождения «черного золота» обнаружены на глубинах около 5 км (например, в Волгоградской области и Чечне). А на ряде месторождений Азербайджана (Брагуны, Сангачалы-море, Эльдарово) с глубин более 4 км ежедневно добывается свыше 20 000 т нефти.

Оказалось, что при сверхглубоком бурении успешность открытия новых нефтяных и газовых месторождений в 1,5...2 раза выше, чем при бурении на относительно небольших глубинах. Объясняют это тем, что сверхглубокие скважины бурили на уже известных месторождениях нефти и газа, многие из которых являются многопластовыми.

Наконец, установлено, что на больших глубинах встречаются более мощные залежи углеводородов, с большими запасами.

Совокупность этих фактов работает на «магматическую» теорию происхождения нефти и газа.

6.10. Бурение скважин на море

В настоящее время на долю нефти, добытой из морских месторождений, приходится около 30% всей мировой продукции, а газа — еще больше. Как люди добиваются до этого богатства?

Самое простое решение — на мелководье забивают сваи, на них устанавливают платформу, а на ней уже размещают буровую вышку и необходимое оборудование.

Другой способ — «продлить» берег, засыпав мелководье грунтом. Так, в 1926 г. была засыпана Биби-Эйбатская бухта в районе Баку и на ее месте создан нефтяной промысел.

После того как более полувека назад в Северном море были обнаружены большие залежи нефти и газа, родился смелый проект его осуше-

ния. Дело в том, что средняя глубина большей части Северного моря едва превышает 70 м, а отдельные участки дна покрыты всего лишь сорокаметровым слоем воды. Поэтому авторы проекта считали целесообразным с помощью двух дамб — через пролив Ла-Манш в районе Дувра, а также между Данией и Шотландией (длина более 700 км) — отсечь огромный участок Северного моря и откачать оттуда воду. К счастью, этот проект остался только на бумаге.

В 1949 г. в Каспийском море в 40 км от берега была пробурена первая в СССР нефтяная скважина в открытом море. Так началось создание города на стальных сваях, названного Нефтяные Камни. Однако сооружение эстакад, уходящих на многие километры от берега, стоит очень дорого. Кроме того, их строительство возможно только на мелководье.

При бурении нефтяных и газовых скважин в глубоководных районах морей и океанов использовать стационарные платформы технически сложно и экономически невыгодно. Для этого случая созданы плавучие буровые установки, способные самостоятельно или с помощью буксиров менять районы бурения.

Различают самоподъемные буровые платформы, полупогружные буровые платформы и буровые платформы гравитационного типа.

Самоподъемная буровая платформа (рис. 6.29) представляет собой плавучий понтон 1 с вырезом, над которым расположена буровая вышка. Понтон имеет трех-, четырех- или многоугольную форму. На ней размещаются буровое и вспомогательное оборудование, многоэтажная рубка с каютами для экипажа и рабочих, электростанция и склады. По углам платформы установлены многометровые колонны-опоры 2.

В точке бурения с помощью гидравлических домкратов колонны опускаются, достигают дна, опираются на грунт и заглубляются в него, а платформа поднимается над поверхностью воды. После окончания бурения в одном месте платформу переводят в другое.

Надежность установки самоподъемных буровых платформ зависит от прочности грунта, образующего дно в месте бурения.

Полупогружные буровые платформы (рис. 6.30) применяют при глубинах 300...600 м, где неприменимы самоподъемные платформы. Они не опираются на морское дно, а плавают над местом бурения на огромных понтонах. От перемещений такие платформы удерживаются якорями массой 15 т и более. Стальные канаты связывают их с автоматическими лебедками, ограничивающими горизонтальные смещения относительно точки бурения.

Первые полупогружные платформы были самоходными, и их доставляли в район работ с помощью буксиров. Впоследствии платформы были оборудованы гребными винтами с приводом от электромоторов суммарной мощностью 4,5 тыс. кВт.

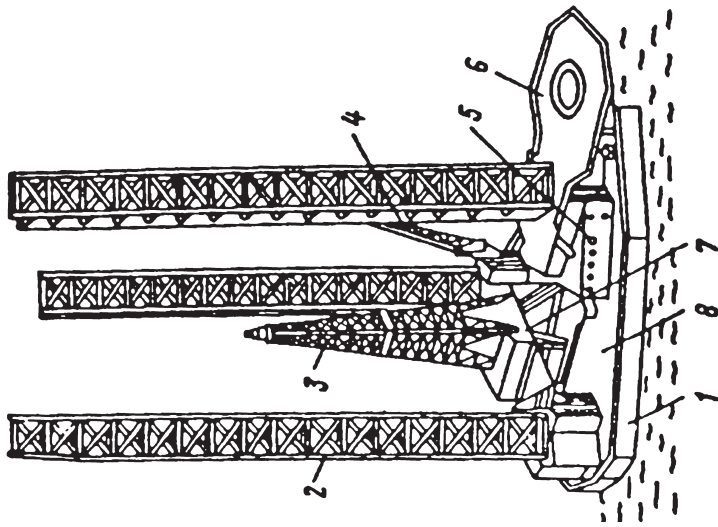


Рис. 6.29.

Самоподъемная буровая платформа в транспортном положении:
 1 — плавучий понтон; 2 — подъемная опора; 3 — буровая вышка;
 4 — поворотный (грузовой) кран; 5 — жилой отсек; 6 — вертолетная
 площадка; 7 — подвешивающий портал; 8 — главная палуба

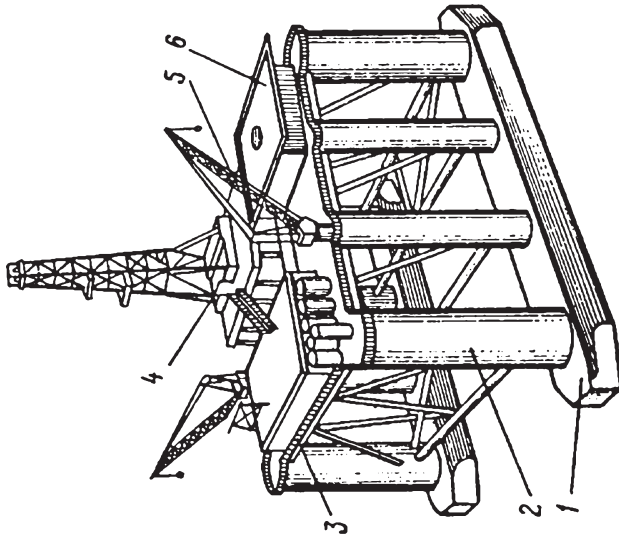


Рис. 6.30.

Полупогружная буровая платформа:

1 — погружной понтон; 2 — стабилизационная колонна;
 3 — верхний корпус; 4 — буровая установка; 5 — грузовой кран;
 6 — вертолетная площадка

Недостатком полупогружных платформ является возможность их перемещения относительно точки бурения под воздействием волн.

Более устойчивыми являются **буровые платформы гравитационного типа**. Они снабжены мощным бетонным основанием, опирающимся на морское дно. В этом основании размещаются не только направляющие колонны для бурения, но также ячейки-резервуары для хранения добытой нефти и дизельного топлива, используемого в качестве энергоносителя, многочисленные трубопроводы. Элементы основания доставляются к месту монтажа в виде крупных блоков.

Морское дно в месте установки гравитационных платформ должно быть тщательно подготовлено. Даже небольшой уклон дна грозит превратить буровую в Пизанскую башню, а наличие выступов на дне может вызвать раскол основания. Поэтому перед постановкой буровой «на точку» все выступающие камни убирают, а трещины и впадины на дне заделывают бетоном.

Все типы буровых платформ должны выдерживать напор волн высотой до 30 м, хотя такие волны и встречаются раз в 100 лет.

В настоящее время морская добыча нефти ведется в акваториях 35 стран на 700 морских месторождениях, из которых 160 находятся в Северном море, 150—на шельфе Западной Африки, 115—в Юго-Восточной Азии. Общемировой парк морских буровых платформ насчитывает (“World Oil”, 1998 г.) более 600 единиц, в том числе самоподъемных—364, полупогружных—165, буровых судов и барж—более 80.

Перспективы развития морского бурения в России связаны с освоением нефтяных и газовых месторождений шельфа северных и дальневосточных морей.

7. Добыча нефти и газа

7.1. Краткая история развития нефтегазодобычи

Современным методам добычи нефти предшествовали примитивные способы:

- сбор нефти с поверхности водоемов;
- обработка песчаника или известняка, пропитанного нефтью;
- извлечение нефти из ям и колодцев.

Сбор нефти с поверхности открытых водоемов — по-видимому, один из старейших способов ее добычи. Он применялся в Мидии, Ассирии, Вавилонии и Сирии до н. э., в Сицилии в I веке н. э. Этим методом нефть добывали в Колумбии и Венесуэле. В России добычу нефти методом ее сбора с поверхности реки Ухты в 1745 г. организовал Ф. С. Прядунов. В 1858 г. на о. Челекен и в 1868 г. в Кокандском ханстве нефть собирали в канавах, устраивая запруды из досок. Американские индейцы, когда обнаруживали нефть на поверхности озер и ручьев, клали на воду одеяло, впитывающее нефть, а затем отжимали его в сосуд.

Обработка песчаника или известняка, пропитанного нефтью, с целью ее извлечения впервые описаны итальянским ученым Ф. Ариосто в XV в.: недалеко от Модены в Италии нефтесодержащие грунты измельчались и подогревались в котлах; затем их помещали в мешки и отжимали с помощью пресса. В 1819 г. во Франции нефтесодержащие пласты известняка и песчаника разрабатывались шахтным способом. Добытую породу помещали в чан, заполненный горячей водой. При перемешивании на поверхность воды всплывала нефть, которую собирали черпаком. В 1833...1845 гг. на берегу Азовского моря добывали песок, пропитанный нефтью. Затем его помещали в ямы с покатым дном и поливали водой. Вымытую из песка нефть собирали с поверхности воды пучками травы.

Добыча нефти из ям и колодцев также известна с давних времен. В Киссии — древней области между Ассирией и Мидией — в V в. до н. э. нефть добывали с помощью кожаных ведер — бурдюков.

На Украине первые упоминания о добыче нефти относятся к началу XVII в. Для этого рыли ямы-копанки глубиной 1,5...2 м, куда просачивалась нефть вместе с водой. Затем смесь собирали в бочки, закрытые снизу пробками. Когда более легкая нефть всплывала, пробки вынимали и отстоявшуюся воду сливали. К 1840 г. глубина ям-копанок достигла 6 м, а позднее нефть стали извлекать из колодцев глубиной около 30 м.

На Керченском и Таманском полуостровах добыча нефти с древних времен производилась с помощью шеста, к которому привязывали войлок или пучок, сделанный из волос конского хвоста. Их спускали в колодец, а затем выжимали нефть в подготовленную посуду.

На Апшеронском полуострове добыча нефти из колодцев известна с VIII в. н. э. При их строительстве сначала отрывалась яма наподобие обращенного (перевернутого) конуса до самого нефтяного пласта. Затем по бокам ямы делались уступы: при средней глубине погружения конуса 9,5 м — не менее семи. Среднее количество земли, вынутой при рытье такого колодца, составляло около 3100 м³. Далее стенки колодцев от самого дна до поверхности крепили деревянным срубом или досками. В нижних венцах делали отверстия для притока нефти. Ее черпали из колодцев бурдюками, которые поднимались ручным воротом или с помощью лошади.

В своем отчете о поездке на Апшеронский полуостров в 1735 г. доктор И. Лерхе писал: «...в Балаханы было 52 нефтяных кладезя глубиной в 20 саженьей, из коих некоторые сильно бьют, и ежегодно доставляют 500 батманов нефти...» (1 сажень = 2,1 м, 1 батман = 8,5 кг). По данным академика С. Г. Амелина (1771 г.) глубина нефтяных колодцев в Балаханах достигала 40...50 м, а диаметр или сторона квадрата сечения колодца 0,7...1 м.

В 1803 г. бакинский купец Касымбек соорудил два нефтяных колодца в море на расстоянии 18 и 30 м от берега Биби-Эйбата. Колодцы были защищены от воды коробом из плотно сколоченных досок. Нефть добывалась из них много лет. В 1825 г. во время шторма колодцы были разбиты и затоплены водами Каспия.

К моменту подписания Гюлистанского мирного договора между Россией и Персией (декабрь 1813 г.), когда Бакинское и Дербентское ханства влились в состав нашей страны, на Апшеронском полуострове насчитывалось 116 колодцев с черной нефтью и один с «белой», ежегодно дававших около 2400 т этого ценного продукта. В 1825 г. в районе Баку из колодцев было добыто уже 4126 т нефти.

При колодезном способе техника добычи нефти не менялась на протяжении столетий. Но уже в 1835 г. чиновник горного ведомства Фаллендорф на Тамани впервые применил насос для откачки нефти через опущенную деревянную трубу. Ряд технических усовершенствований связан с именем горного инженера Н. И. Воскобойникова. Чтобы уменьшить объем земляных работ, он предложил сооружать нефтяные колодцы в виде шахтного

ствола, а в 1836...1837 гг. осуществил в Баку и Балаханах переустройство всей системы хранения и отпуска нефти. Но одним из главных дел его жизни стало бурение первой в мире нефтяной скважины в 1848 г.

Длительное время к добыче нефти посредством бурения скважин в нашей стране относились с предубеждением. Считалось, что раз сечение скважины меньше, чем у нефтяного колодца, то и приток нефти к скважинам существенно меньше. При этом не учитывалось, что глубина скважин значительно больше, а трудоемкость их сооружения меньше.

Свою отрицательную роль сыграло высказывание посетившего Баку в 1864 г. академика Г. В. Абиха о том, что бурение нефтяных скважин здесь не оправдывает ожиданий, и что «...как теория, так и опыт одинаково подтверждают мнение о необходимости увеличения числа колодцев...».

Аналогичное мнение в отношении бурения существовало некоторое время и в США. Так, в местности, где Э. Дрейк пробурил свою первую нефтяную скважину, полагали, что «нефть является жидкостью, вытекающей каплями из угля, залегающего в ближних холмах, что для ее добычи бесполезно бурить землю и что единственный способ ее собрать — это отрыть траншеи, где она бы скапливалась».

Тем не менее, практические результаты бурения скважин постепенно изменили это мнение. Кроме того, и статистические данные о влиянии глубины колодцев на добычу нефти свидетельствовали о необходимости развития бурения: в 1872 г. среднесуточная добыча нефти из одного колодца глубиной 10...11 м составляла 816 кг, 14...16 м — 3081 кг, а выше 20 м — уже 11 200 кг.

При эксплуатации скважин нефтепромышленники стремились перевести их в режим фонтанирования, т. к. это был наиболее легкий путь добычи. Первый мощный нефтяной фонтан в Балаханах ударил в 1873 г. на участке Халафи. В 1878 г. большой нефтяной фонтан дала скважина, пробуренная на участке З. А. Тагиева в Биби-Эйбате. В 1887 г. 42% нефти в Баку было добыто фонтанным способом.

Форсированный отбор нефти из скважин приводил к быстрому истощению прилегающих к их стволу нефтеносных слоев, а остальная (большая) ее часть оставалась в недрах. Кроме того, из-за отсутствия достаточного количества хранилищ значительные потери нефти имели место уже на поверхности земли. Так, в 1887 г. фонтанами было выброшено 1088 тыс. т нефти, а собрано — всего 608 тыс. т. На площадях вокруг фонтанов образовывались обширные нефтяные озера, где в результате испарения терялись наиболее ценные фракции. Сама выветрившаяся нефть становилась малопригодной для переработки, и ее выжигали. Застойные нефтяные озера горели по много дней подряд.

Добыча нефти из скважин, давление в которых было недостаточным для фонтанирования, производилась с помощью цилиндрических ведер

длиной до 6 м. В их дне был устроен клапан, открывающийся при движении ведра вниз и закрывающийся под весом извлекаемой жидкости при движении ведра вверх. Способ добычи нефти посредством желонки назывался **тарганием**.

Первые опыты по **применению глубинных насосов** для добычи нефти были выполнены в США в 1865 г. В России этот способ начали применять с 1876 г. Однако насосы быстро засорялись песком и нефтепромышленники продолжали отдавать предпочтение желонке. Из всех известных способов добычи нефти главным оставался тартальный: в 1913 г. с его помощью добывали 95 % всей нефти.

Тем не менее, инженерная мысль не стояла на месте. В 70-х годах XIX в. В. Г. Шухов предложил **компрессорный способ добычи нефти** посредством подачи в скважину сжатого воздуха (эрлифт). Испытана эта технология была в Баку только в 1897 г. Другой способ добычи нефти – газлифт – предложил М. М. Тихвинский в 1914 г.

Выходы природного газа из естественных источников использовались человеком с незапамятных времен. Позже нашел применение природный газ, получаемый из колодцев и скважин. В 1902 г. в Сураханах близ Баку была пробурена первая скважина, давшая промышленный газ с глубины 207 м.

7.2. Физика продуктивного пласта

Рациональная организация добычи нефти и газа, т. е. их максимальное извлечение из недр при минимальных затратах времени и средств, возможна лишь при глубоком изучении физических и физико-химических свойств продуктивного пласта и заключенных в нем нефти, газа и воды, а также тех процессов, которые происходят в пласте.

Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов

Под геолого-промысловой характеристикой продуктивного пласта понимают сведения о его гранулометрическом составе, коллекторских и механических свойствах, насыщенности нефтью, газом и водой.

Гранулометрический состав горной породы характеризует количественное содержание в ней частиц различной крупности. Характерный график суммарной концентрации частиц в зависимости от их диаметра приведен на рис. 7.1. От гранулометрического состава зависят **коллекторские**

свойства пласта: пористость, проницаемость, удельная поверхность пористой среды.

Способность пород вмещать воду, а также жидкие и газообразные углеводороды определяется их **пористостью**, т. е. наличием в них пустот (пор). Каналы, образуемые порами, можно условно разделить на три группы:

- 1) крупные (сверхкапиллярные) — диаметром более 0,5 мм;
- 2) капиллярные — от 0,5 до 0,0002 мм;
- 3) субкапиллярные — менее 0,0002 мм.

Отношение суммарного объема пор к общему объему образца породы называется **коэффициентом полной пористости**. Его величина у различных пород колеблется в весьма широких пределах. Так, у песков величина коэффициента пористости составляет от 6 до 52%, у известняков и доломитов — от 0,65 до 33, у песчаников — от 13 до 29, а у магматических пород — от 0,05 до 1,25%. Большие пределы изменения пористости одних и тех же пород обусловлены влиянием на эту величину многих факторов: взаимного расположения зерен, их размеров и формы, состава и типа цементирующего материала и других.

Однако величина коэффициента полной пористости не в достаточной мере характеризует коллекторские свойства горных пород. Часть пор является закрытыми, т. е. изолированными друг от друга, что дела-

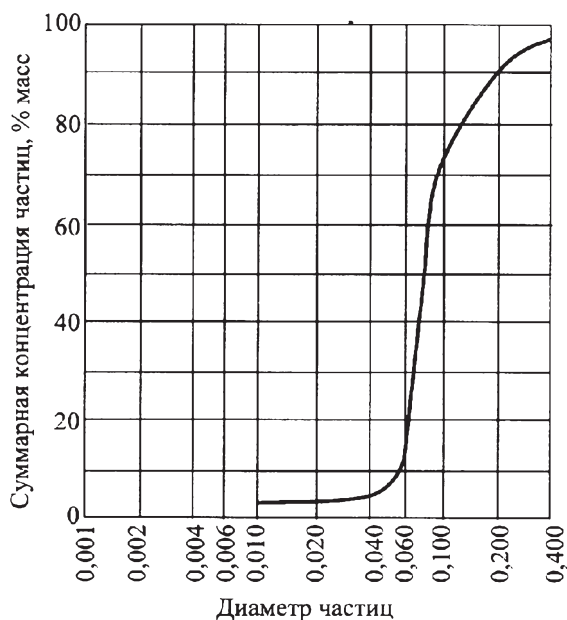


Рис. 7.1. Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы

ет невозможной миграцию через них нефти, газа и воды. Поэтому наряду с коэффициентом полной пористости используют также коэффициенты **открытой и эффективной пористости**. Первый из них — это отношение к объему образца суммарного объема пор, сообщающихся между собой, второй — это относительный объем пор, по которым возможно движение заполняющих их жидкостей и газов.

Под проницаемостью горных пород понимают их способность пропускать через себя жидкости или газы. Проницаемость горных пород характеризуется коэффициентом проницаемости, входящим в формулу линейного закона фильтрации Дарси и имеющим размерность «метр в квадрате». Физический смысл этой размерности заключается в том, что проницаемость как бы характеризует размер площади сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация. А из закона фильтрации Дарси с учетом теории размерности следует, что коэффициентом проницаемости равным 1 м^2 обладает образец пористой среды площадью поперечного сечения 1 м^2 и длиной 1 м , через который при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

На самом деле коэффициент проницаемости горных пород значительно меньше: для большинства нефтяных месторождений он колеблется в пределах $0,1 \dots 2 \text{ мкм}^2$, т. е. $10^{-13} \dots 2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, газ добывают из продуктивных пластов с проницаемостью до $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

При разработке нефтяных и газовых месторождений в пористой среде одновременно движутся нефть, газ и вода или их смеси. В связи с этим проницаемость одной и той же пористой среды для одной фазы (жидкости или газа) будет изменяться в зависимости от соотношения компонентов в смеси. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия абсолютной, эффективной (фазовой) и относительной проницаемости.

Абсолютной называется проницаемость пористой среды, наблюдающаяся при фильтрации только одной какой-либо фазы (воды, нефти или газа), которой заполнена пористая среда. Под **эффективной** (фазовой) проницаемостью понимают проницаемость пористой среды для жидкости или газа при одновременной фильтрации многофазных систем. Фазовая проницаемость зависит от свойств пористой среды и каждой фазы в отдельности, от соотношения фаз в смеси и существующих градиентов давления. **Относительной** проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной (фазовой) проницаемости к абсолютной проницаемости.

На рис. 7.2. приведены экспериментальные зависимости относительной проницаемости песка для воды ($k_{\text{в}}$) и нефти ($k_{\text{н}}$) от водонасыщенности порового пространства. Видно, что при водонасыщенности более 20% фазовая проницаемость породы для нефти резко снижается, а при достижении водонасыщенности около 85% фильтрация нефти прекращает-

ся вообще, хотя в пласте нефть еще имеется. Объясняется это тем, что за счет молекулярно-поверхностных сил вода удерживается в мелких порах и на поверхности зерен песка в виде тонких пленок, что ведет к уменьшению площади сечения фильтрационных каналов. Отсюда следует, что обводнение пласта отрицательно сказывается на его нефтеотдаче.

Удельной поверхностью породы называется суммарная площадь поверхности частиц, приходящаяся на единицу объема образца. От величины удельной поверхности нефтеносных пород зависят их проницаемость, содержание остаточной (связанной) воды и нефти.

Удельная поверхность нефтесодержащих пород нефтяных месторождений, имеющих промышленное значение, составляет гигантские величины: от 40 000 до 230 000 м²/м³. Это связано с тем, что отдельные зерна породы имеют небольшой размер и достаточно плотно упакованы. Породы с удельной поверхностью более 230 000 м²/м³ (глины, глинистые пески, глинистые сланцы и т. п.) являются слабопроницаемыми.

Упругость пласта — это его способность изменять свой объем при изменении давления. До начала разработки продуктивный пласт находится под давлением, создаваемым весом вышележащих пород (горное давление), и противодействующим ему давлением пластовых флюидов (нефти, воды, газа), насыщающих пласт. При отборе нефти и газа пластовое дав-

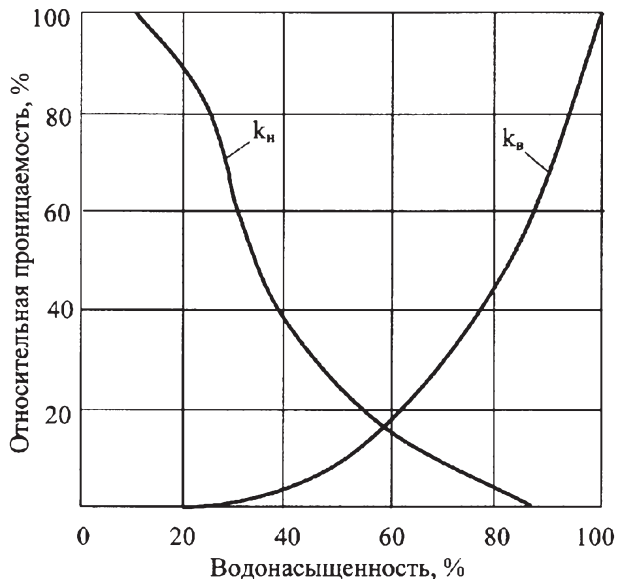


Рис. 7.2. Зависимость относительной проницаемости песка от водонасыщенности для воды (k_v) и нефти (k_n)

ление снижается и под действием горного давления объем пласта и пор в нем уменьшается. Это приводит к дополнительному выталкиванию нефти и газа из пор.

Нефтенасыщенность (газо- или водонасыщенность) характеризует запасы нефти (газа или воды) в пласте. Количественно ее оценивают величиной **коэффициента нефтенасыщенности** (газо- или водонасыщенности), который находится как доля объема пор, заполненных нефтью (газом или водой).

Условия залегания нефти, газа и воды в продуктивных пластах

Жидкости и газы находятся в пласте под давлением, называемым **пластовым**. Давление, существовавшее в пласте до начала разработки, называют **начальным пластовым**. Его величину ориентировочно принимают равной гидростатическому давлению — давлению, создаваемому столбом воды высотой, равной глубине залегания продуктивного пласта. На самом деле из-за притока жидкости в пласт и отбора ее, давления вышележащих горных пород, действия тектонических сил пластовое давление отличается от гидростатического. Обычно пластовое давление меньше. Однако встречаются и обратные ситуации. Пласты, в которых давление превышает гидростатическое, называют **пластами с аномально высоким давлением**.

Чем больше пластовое давление, тем при прочих равных условиях больше запасы энергии пласта и тем больше нефти и газа можно извлечь из данного месторождения или залежи.

Температура в пластах также повышается с увеличением глубины их залегания. В разных районах страны динамика роста температуры различна: она возрастает на 1 градус при погружении на глубину 13,3 м — в Грозненском районе и на 50...60 м — в Башкирии.

В зависимости от давления и температуры, а также ее состава смесь углеводородов в пластовых условиях может находиться в различных состояниях: жидком, газообразном или двухфазном (газожидкостная смесь). Как правило, в жидком состоянии смесь находится, когда в ней преобладают тяжелые углеводороды, пластовое давление велико, а пластовая температура относительно мала. Такие месторождения называются **нефтяными**.

Условием газообразного состояния смеси углеводородов является преобладание в ее составе метана. В чисто газовых месторождениях его более 90% (остальное — другие углеводородные газы, а также двуокись углерода, сероводород, азот и др.).

Однако наличие в смеси некоторого количества тяжелых углеводородов не значит, что она обязательно будет находиться в двухфазном со-

стоянии. Дело в том, что при высоком давлении в пласте (вблизи критической точки на фазовой диаграмме) плотность газовой фазы приближается к плотности легких углеводородных жидкостей. В этих условиях в сжатом газе растворяются значительные количества углеводородной жидкости, подобно тому как в бензине растворяется нефтяной битум. Такие месторождения называются **газоконденсатными**.

Значительно чаще в природе встречаются условия, при которых смесь углеводородов находится в пласте в двухфазном состоянии. Например, в газонефтяных месторождениях одновременно присутствуют большая газовая шапка и нефтяная оторочка. Кроме того, вторая фаза образуется в пласте по мере разработки залежей: при неизбежном снижении давления в пласте из нефти выделяется растворенный газ, а из сжатого газа выпадает конденсат.

Нижние части продуктивных пластов подпираются пластовыми водами, называемыми **подошвенными**, объем которых, как правило, в десятки и даже сотни раз больше нефтегазоконденсатной части. Кроме того, пластовые воды простираются на большие площади за пределы залежи. Такие воды называются **краевыми**.

Наконец, вода в виде тонких слоев на стенках тончайших пор и субкапиллярных трещин удерживается за счет адсорбционных сил и в нефтегазоконденсатной части пласта. Она осталась там со времени формирования залежей, и поэтому ее называют «**связанной**» или «**остаточной**». Содержание связанной воды в нефтяных месторождениях составляет 10...30% от суммарного объема порового пространства, а в газовых месторождениях с низкопроницаемыми глинистыми коллекторами — до 70%. Количество связанной воды необходимо знать для оценки запасов нефти и газа в залежи. Ее наличие снижает фазовую проницаемость пласта. Вместе с тем связанная вода неподвижна даже при значительных градиентах давлений, и поэтому ее присутствие не приводит к обводнению продукции скважин.

Физические свойства пластовых флюидов

Высокие давление и температура в пласте сказываются на свойствах находящихся в нем нефти (конденсата), газа и воды.

Прежде всего, в зависимости от термодинамических условий в замкнутом пространстве пласта происходит изменение соотношения объемов жидкой и газовой фаз.

В газонефтяных месторождениях под действием высокого давления часть газа растворена в нефти и пластовой воде. Количество газа, растворенного в нефти, характеризуется величиной **газового фактора**, под которым понимается объем газа, выделяющегося из пластовой нефти при

снижении давления до атмосферного, отнесенный к 1 м^3 или 1 т дегазированной нефти. Для подсчета запасов газа разгазирование производят при стандартных условиях, а для прогнозирования фазовой проницаемости — при пластовой температуре. В области высоких давлений растворимость газов линейно зависит от избыточного давления. При одинаковых условиях растворимость углеводородных газов в нефти в несколько раз больше, чем в воде (рис. 7.3).

Давление, ниже которого начинается выделение растворенного в нефти газа, называется **давлением насыщения**. Его определяют по моменту появления первых газовых пузырьков в однородной до этого жидкой фазе. Характер зависимости давления насыщения пластовой нефти от температуры показан на рис. 7.4.

Основными параметрами нефти, конденсата, газа и воды в пластовых условиях являются вязкость, плотность и параметры, которые влияют на изменение объема фаз — сжимаемость, объемный коэффициент.

Вязкость — это свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее (его) частиц относительно других.

Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость. **Динамическую вязкость** определяют на основе обработки кривых течения сред (см. п. 12.2). **Кинематическая вязкость** — отношение динамической вязкости жидкости (газа) к ее (его) плотности. **Условная вязкость** — отношение времени истечения из вискозиметра определенного объема жидкости ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при 20°C .

Вязкость пластовой нефти существенно отличается от вязкости поверхностной (дегазированной) нефти, поскольку она содержит растворенный газ и находится в условиях повышенных давлений и температур. Типичный характер зависимости вязкости пластовой нефти от давления в пласте показан на рис. 7.5. С увеличением давления сверх атмосферного вязкость пластовой нефти сначала уменьшается по экспоненциальному закону, а затем увеличивается в соответствии с уравнением прямой. Такое изменение вязкости обусловлено следующим. На первом участке с увеличением пластового давления увеличивается количество растворенного в нефти газа, что и приводит к уменьшению вязкости нефти, несмотря на некоторое ее сжатие. Минимальная величина вязкости имеет место, когда давление в пласте становится равным **пластовому давлению насыщения** — максимально возможному давлению, при котором для смеси заданного состава возможно установление полного фазового равновесия в условиях пласта. Последующий рост вязкости при дальнейшем увеличении давления обусловлен тем, что количество растворенного в нефти газа больше не увеличивается, а она продолжает сжиматься.

Характер изменения **вязкости пластовой воды** аналогичен.

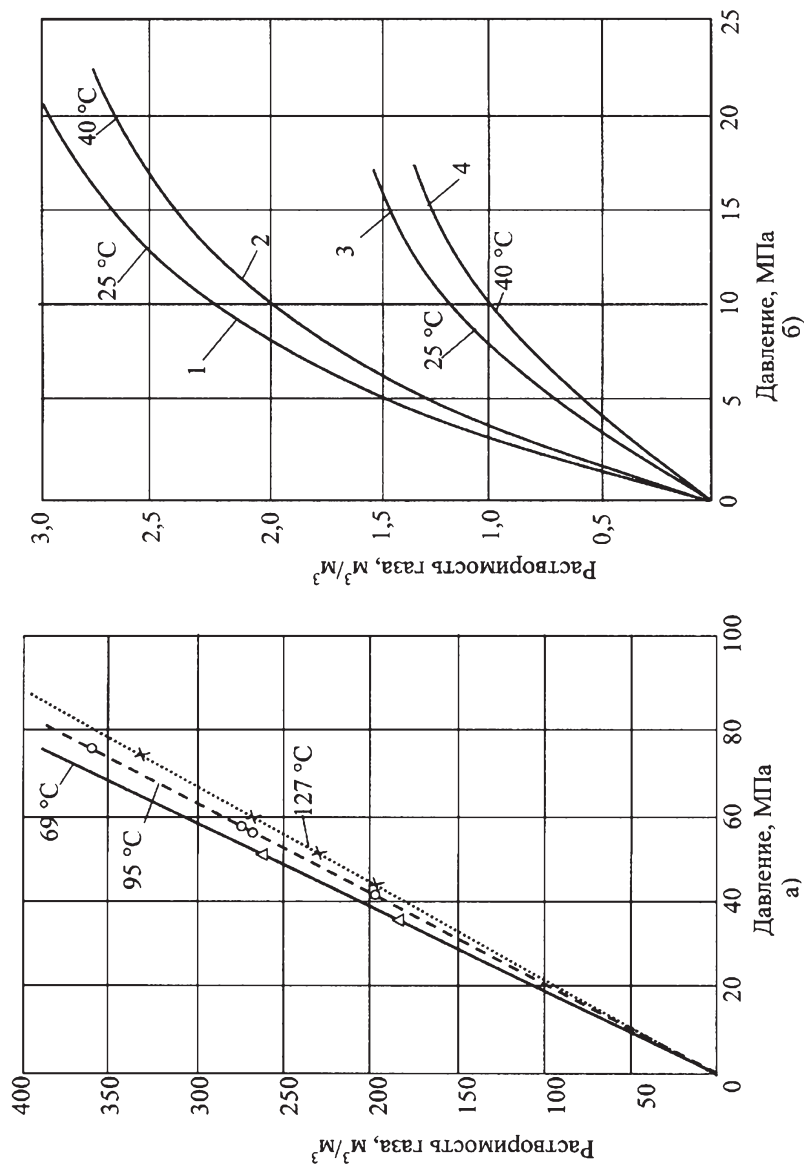


Рис. 7.3. Зависимость растворимости нефтяного газа от давления и температуры:
 а) в нефти плотностью 865 кг/м³; б) в пресной (1,2) и соленой (3,4) воде

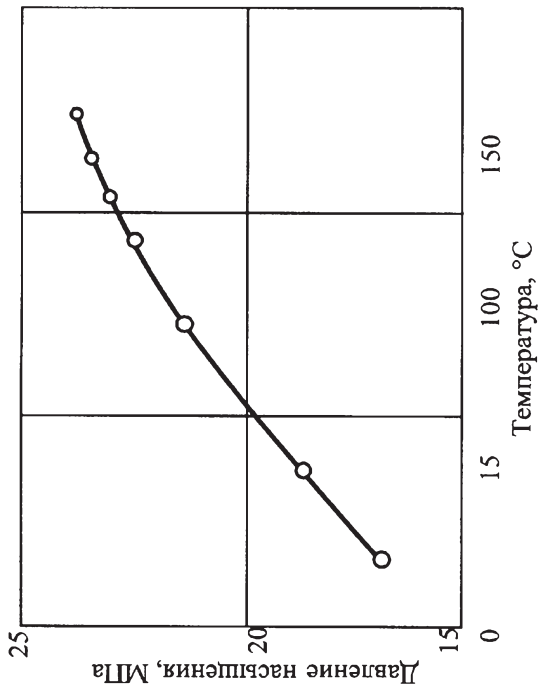


Рис. 7.4. Зависимость давления насыщения пластовой нефти Новодмитриевского месторождения от температуры

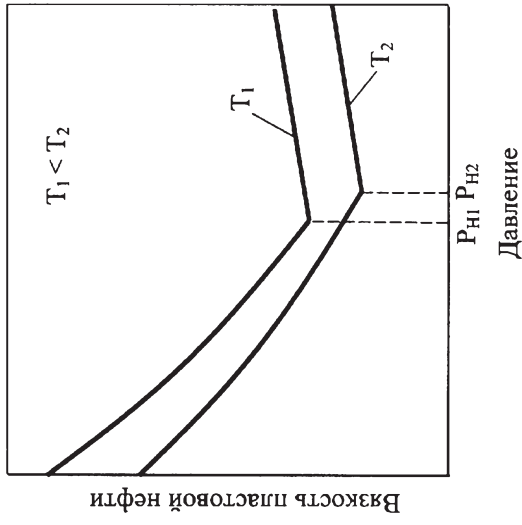


Рис. 7.5. Характер зависимости вязкости пластовой нефти от давления и от температуры

Вязкость газа при изменении давления и температуры изменяется неоднозначно. При низких давлениях (до 10 МПа) с повышением температуры вязкость газов возрастает, что объясняется увеличением числа столкновений их молекул. При высоких давлениях газ настолько уплотнен, что определяющее влияние на его вязкость, как и у жидкостей, оказывают силы межмолекулярного притяжения, которые с ростом температуры ослабляются и, соответственно, вязкость газа уменьшается.

Плотность нефти в пластовых условиях зависит от состава нефти, состава и количества растворенного газа, температуры и давления. Изменяется она аналогично вязкости.

На **плотность пластовых вод**, кроме давления, температуры и растворенного газа, сильно влияет их минерализация. Плотность пластовых вод увеличивается пропорционально росту концентрации солей.

Нефть и вода обладают свойством уменьшать свой объем под действием возрастающего давления. Упругие свойства этих жидкостей характеризуются величиной коэффициента сжимаемости, который определяется как отношение изменения объема жидкости к произведению ее первоначального объема на изменение давления. Коэффициент сжимаемости для воды равен $(4...5) \cdot 10^{-5}$ 1/МПа, для дегазированной нефти $(4...7) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, а для пластовой нефти может достигать $140 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа. Таким образом, пластовые нефти достаточно хорошо сжимаемы.

При растворении газа в жидкости ее объем увеличивается. Отношение объема жидкости с растворенным в ней газом в пластовых условиях к объему этой же жидкости на поверхности после ее дегазации называется **объемным коэффициентом**. Поскольку в пластовых условиях величины газового фактора могут превышать $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$, то и объемный коэффициент пластовой нефти может достигать 3,5 и более. Объемные коэффициенты для пластовой воды составляют 0,99...1,06.

7.3. Этапы добычи нефти и газа

Процесс добычи нефти и газа включает три этапа. Первый — движение нефти и газа по пласту к скважинам, благодаря искусственно создаваемой разности давлений в пласте и на забоях скважин. Он называется **разработкой нефтяных и газовых месторождений**. Второй этап — движение нефти и газа от забоев скважин до их устьев на поверхности. Его называют **эксплуатацией нефтяных и газовых скважин**. Третий этап — **сбор продукции скважин и подготовка нефти и газа** к транспортированию потребителям. В ходе этого этапа нефть, а также сопровождаю-

щие ее попутный нефтяной газ и вода собираются, затем газ и вода отделяются от нефти, после чего вода закачивается обратно в пласт для поддержания пластового давления, а газ направляется потребителям. В ходе подготовки природного газа от него отделяются пары воды, коррозионно активные (сероводород) и балластные (углекислый газ) компоненты, а также механические примеси.

Рассмотрим каждый из этих этапов более подробно.

7.4. Разработка нефтяных и газовых месторождений

Разработка нефтяного или газового месторождения — это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забою скважин, предусматривающих с этой целью определенный порядок размещения скважин на площади, очередность их бурения и ввода в эксплуатацию, установление и поддержание определенного режима их работы.

Силы, действующие в продуктивном пласте

Всякая нефтяная и газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки залежи переходит в кинетическую и расходуется на вытеснение нефти и газа из пласта. Запас потенциальной энергии создается:

- напором краевых (контурных) вод;
- напором газовой шапки;
- энергией растворенного газа, выделяющегося из нефти при снижении давления;
- энергией, которой обладают сжатые нефть, вода и вмещающая их порода;
- силой тяжести, действующей на жидкость.

Краевые воды, действуя на поверхность водонефтяного контакта, создают давление в нефти и газе, способствующее заполнению пор продуктивного пласта. Аналогичное действие оказывает газ, находящийся в газовой шапке, но действует он через поверхность газонефтяного контакта.

Растворенный газ, выделившийся из нефти после снижения давления, способствует его сохранению в дальнейшем на некотором уровне. Всякое уменьшение количества нефти в пласте приводит к тому, что этот объем занимают пузырьки газа, и поэтому нефть находится под действием прак-

тически неизменного давления. Его снижение начнется, когда выделение газа из растворенного состояния не будет успевать за отбором нефти.

Действие упругих сил нефти, воды и вмещающей их породы проявляется в следующем. По мере отбора нефти и газа, происходит некоторое снижение пластового давления, в результате чего пластовые флюиды и порода разжимаются, замедляя темп его падения.

Сила тяжести обеспечивает сток нефти из повышенных частей пласта в пониженные, где расположены забой скважин.

Режимы работы залежей В зависимости от источника пластовой энергии, обуславливающего перемещение нефти по пласту к скважинам, различают пять основных режимов работы залежей: жестководонапорный, упруговодонапорный, газонапорный, растворенного газа и гравитационный.

При **жестководонапорном режиме** (рис. 7.6а) источником энергии является напор краевых (или подошвенных) вод. Ее запасы постоянно

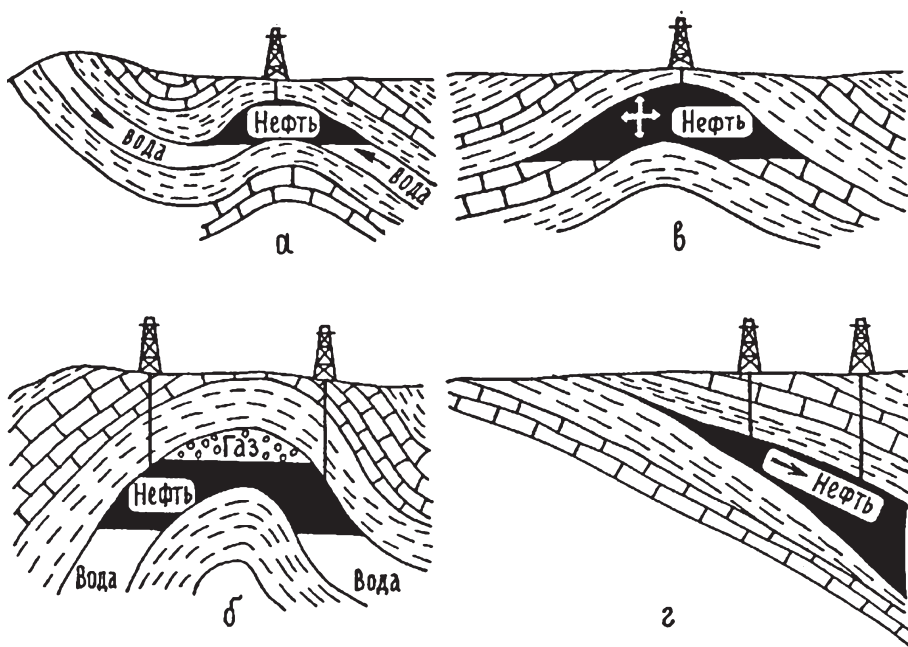


Рис. 7.6. Типы режимов нефтяного пласта:
а) жестководонапорный; б) газонапорный;
в) растворенного газа; г) гравитационный

пополняются за счет атмосферных осадков и источников поверхностных водоемов. Отличительной особенностью жестководонапорного режима является то, что поступающая в пласт вода полностью замещает отбираемую нефть. Контур нефтеносности при этом непрерывно перемещается и сокращается.

Эксплуатация нефтяных скважин прекращается, когда краевые воды достигают забоя тех из них, которые находятся в наиболее высоких частях пласта, и вместо нефти начинает добываться только вода.

На практике всегда есть еще один промежуточный этап разработки нефтяных месторождений, когда одновременно с нефтью добывается вода. Это связано с тем, что из-за неоднородности пласта по проницаемости и сравнительно высокой вязкости нефти в пластовых условиях по отношению к вязкости пластовой воды происходит прорыв краевых и подошвенных вод к забою скважин.

При жестководонапорном режиме работы нефтяной залежи обеспечивается самый высокий коэффициент нефтеотдачи пластов, равный 0,5...0,8.

При жестководонапорном режиме давление в пласте настолько велико, что скважины фонтанируют. Но отбор нефти и газа не следует производить слишком быстро, поскольку иначе темп притока воды будет отставать от темпа отбора нефти и давление в пласте будет падать, фонтанирование прекратится.

При **упруговодонапорном режиме** основным источником пластовой энергии служат упругие силы воды, нефти и самих пород, сжатых в недрах под действием горного давления. При данном режиме по мере извлечения нефти давление в пласте постепенно снижается. Соответственно уменьшается и дебит скважин.

Отличительной особенностью этого режима является то, что водоносная часть пласта значительно больше нефтеносной (границы водоносной части отстоят от контура нефтеносности на 100 км и более).

Хотя расширение породы и жидкости при уменьшении давления в пласте, отнесенное к единице объема, незначительно, при огромных объемах залежи и питающей ее водонапорной системы таким образом можно извлечь до 15% нефти от промышленных запасов.

Коэффициент нефтеотдачи при упруговодонапорном режиме также может достигать 0,8.

При **газонапорном режиме** (рис. 7.6б) источником энергии для вытеснения нефти является давление газа, сжатого в газовой шапке. Чем больше ее размер, тем дольше снижается давление в ней.

В месторождениях, работающих в газонапорном режиме, процесс вытеснения нефти расширяющимся газом обычно сопровождается гравитационными эффектами. Газ, выделяющийся из нефти, мигрирует вверх, пополняя газовую шапку и оттесняя нефть в пониженную часть залежи.

По мере понижения уровня газонефтяного контакта происходит прорыв газа к нефтяным скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности, и их эксплуатация прекращается, т. к. в противном случае расходование энергии расширения газа газовой шапки будет нерациональным.

Коэффициент нефтеотдачи пласта при газонапорном режиме составляет 0,4...0,6.

При **режиме растворенного газа** (рис. 7.6в) основным источником пластовой энергии является давление газа, растворенного в нефти. По мере понижения пластового давления газ из растворенного состояния переходит в свободное. Расширяясь пузырьки газа выталкивают нефть к забоям скважин.

Коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа самый низкий и составляет 0,15...0,3. Причина этого в том, что запас энергии газа часто полностью истощается намного раньше, чем успевают отобрать значительные объемы нефти.

Гравитационный режим (рис. 7.6г) имеет место в тех случаях, когда давление в нефтяном пласте снизилось до атмосферного, а имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа. При этом режиме нефть стекает в скважину под действием силы тяжести, а оттуда она откачивается механизированным способом.

Если в залежи нефти одновременно действуют различные движущие силы, то такой режим ее работы называется **смешанным**.

При разработке газовых месторождений гравитационный режим и режим растворенного газа отсутствуют.

Необходимо подчеркнуть, что естественная пластовая энергия в большинстве случаев не обеспечивает высоких темпов и достаточной полноты отбора нефти из залежи. Это связано с тем, что ее извлечению из пласта препятствует достаточно много факторов, в частности силы трения, силы поверхностного натяжения и капиллярные силы.

Искусственные методы воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону

Для повышения эффективности естественных режимов работы залежи применяются различные искусственные методы воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону. Их можно разделить на три группы:

1) методы поддержания пластового давления

(заводнение, закачка газа в газовую шапку пласта);

2) методы, повышающие проницаемость пласта и призабойной зоны (солянокислотные обработки призабойной зоны пласта, гидроразрыв пласта и др.);

3) методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов.

Методы поддержания пластового давления Искусственное поддержание пластового давления достигается методами законтурного, приконтурного и внутриконтурного заводнения, а также закачкой газа в газовую шапку пласта.

Метод законтурного заводнения (рис. 7.7) применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей. Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.

В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается и давление в нефтяной залежи поддерживается на высоком уровне.

Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.

Метод внутриконтурного заводнения (рис. 7.8) применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь.

Сущность этого метода заключается в искусственном «разрезании» месторождения на отдельные участки, для каждого из которых осуществляется нечто подобное законтурному заводнению.

Нетрудно видеть, что методами заводнения искусственно создается жестководонапорный режим работы залежи.

Для поддержания пластового давления применяют также **метод закачки газа в газовую шапку нефтяного пласта** (рис. 7.9). В этих целях используют нефтяной газ, отделенный от уже добытой нефти. Благодаря закачке газа увеличивается давление на нефтяную часть залежи, и дебиты нефтяных скважин растут.

В качестве нагнетательных в этом случае используют отработавшие нефтяные скважины, вскрывшие верхнюю часть продуктивного пласта, или бурят специальные скважины. Нагнетание газа в пласт производят при давлениях выше пластового на 10...20%.

Как видно, при закачке газа в газовую шапку искусственно создается газонапорный режим работы залежи. В настоящее время этот метод применяют редко в связи с дороговизной процесса и дефицитностью самого газа.

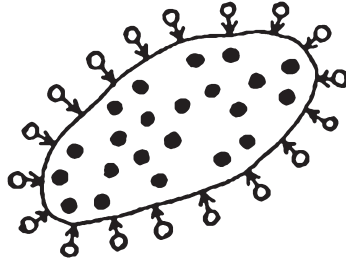


Рис. 7.7. Схема законтурного заводнения

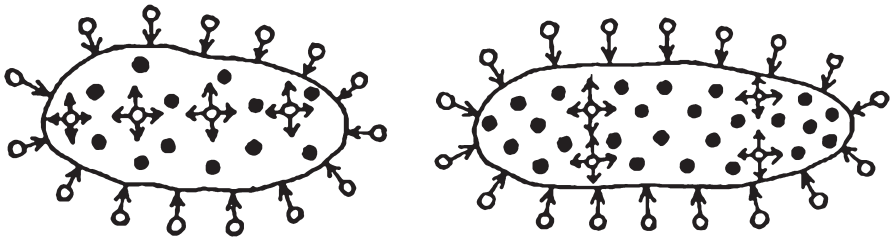


Рис. 7.8. Схемы внутриконтурного заводнения

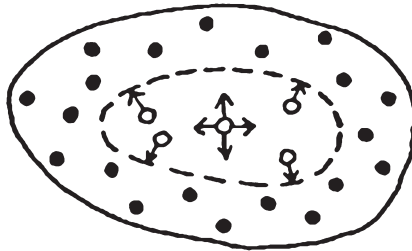


Рис. 7.9. Схема расположения скважин при закачке газа в пласт

Условные обозначения к рис. 7.7–7.9:



1 — нагнетательные скважины; 2 — эксплуатационные скважины;
 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — направление действия давления;
 5 — контур газоносности

Методы повышения проницаемости пласта и призабойной зоны

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений широко применяются методы повышения проницаемости пласта и призабойной зоны. По мере разработки залежи приток нефти и газа в скважину постепенно уменьшается. Причина этого заключается в «засорении» призабойной зоны — заполнении пор твердыми и разбухшими частицами породы, тяжелыми смолистыми остатками нефти, солями, выпадающими из пластовой воды, отложениями парафина, гидратами (в газовых пластах) и т. д. Для увеличения проницаемости пласта и призабойной зоны применяют механические, химические и физические методы.

К **механическим** методам относятся гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидропескоструйная перфорация (ГПП) и торпедирование скважин.

Гидро разрыв пласта (рис. 7.10б) производится путем закачки в него под давлением до 60 МПа нефти, пресной или минерализованной воды, нефтепродуктов (мазут, керосин, дизельное топливо) и других жидкостей. В результате этого в породах образуются новые или расширяются уже существующие трещины. Чтобы предотвратить их последующее закрытие, в жидкость добавляют песок, стеклянные и пластмассовые шарики, скорлупу грецкого ореха.

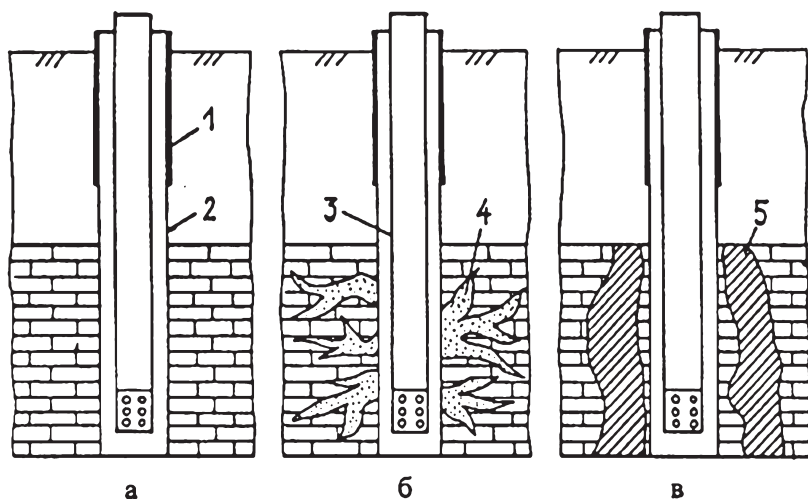


Рис. 7.10. Применение гидро разрыва пласта и кислотной обработки скважин:
а) пласт перед воздействием; б) пласт после гидро разрыва;
в) пласт (призабойная зона) после кислотной обработки;
1 — обсадная труба; 2 — ствол скважины; 3 — насосно-компрессорные трубы;
4 — трещины в породе, образовавшиеся после гидро разрыва;
5 — порода, проницаемость которой увеличена кислотной обработкой

Применение гидроразрыва дает наибольший эффект при низкой проницаемости пласта и призабойной зоны и позволяет увеличить дебит нефтяных скважин в 2...3 раза.

Гидропескоструйная перфорация — это процесс создания отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для сообщения продуктивного пласта со стволом скважины за счет энергии песчано-жидкостной струи, истекающей из насадок специального устройства (перфоратора). Рабочая жидкость с содержанием песка 50...200 г/л закачивается в скважину с расходом 3...4 л/с. На выходе же из насадок перфоратора ее скорость составляет 200...260 м/с, а перепад давления — 18...22 МПа. При данных условиях скорость перфорации колонны и породы составляет в среднем от 0,6 до 0,9 мм/с.

Торпедированием называется воздействие на призабойную зону пласта взрывом. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта помещают соответствующий заряд взрывчатого вещества (тротил, гексоген, нитроглицерин, динамиты) и подрывают его. При взрыве торпеды образуется мощная ударная волна, которая проходит через скважинную жидкость, достигает стенок эксплуатационной колонны, наносит сильный удар и вызывает растрескивание отложений (солей, парафина и др.). В дальнейшем пульсация газового пузыря, образовавшегося из продуктов взрыва, обеспечивает вынос разрушенного осадка из каналов.

К **химическим методам** воздействия на призабойную зону относятся обработки кислотами, ПАВ, химреагентами и органическими растворителями.

Кислотные обработки осуществляются соляной, плавиковой, уксусной, серной и угольной кислотами. **Соляной кислотой** HCl 8...15%-ной концентрации растворяют карбонатные породы (известняки, доломиты), слагающие продуктивные пласты, а также привнесенные в пласт загрязняющие частицы. При этом протекают следующие реакции:



Полученные в результате реакции хлористый кальций CaCl_2 и хлористый магний MgCl_2 хорошо растворяются в воде и легко удаляются вместе с продукцией скважины, образуя новые пустоты и каналы.

Плавиковая кислота HF в смеси с соляной предназначается для воздействия на песчаники, а также для удаления глинистого раствора, попавшего в поры пласта во время бурения или глушения скважины.

Уксусная кислота CH_3COOH добавляется в соляную кислоту для замедления скорости растворения карбонатной породы. Благодаря этому активный раствор соляной кислоты глубже проникает в поры поро-

ды. Кроме того, уксусная кислота также растворяет карбонатную породу и предотвращает выпадение в осадок гидрата окиси железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$.

При закачке в скважину концентрированной **серной кислоты** H_2SO_4 положительный эффект достигается двумя путями. Во-первых, за счет теплоты, выделяющейся в процессе ее смешения с водой, снижается вязкость нефти и, соответственно, увеличивается дебит скважины. Во-вторых, при смешении серной кислоты с нефтью образуются ПАВ, также улучшающие приток нефти из пласта в скважину.

Концентрированная серная кислота предназначена для воздействия на продуктивные пласты, образованные песчаниками. Дело в том, что при ее взаимодействии с карбонатными породами образуется нерастворимый в воде сульфат кальция CaSO_4 , ухудшающий проницаемость призабойной зоны.

Концентрированная (98%) серная кислота не разрушает металла. Коррозия начинается только при ее разбавлении водой.

Угольная кислота применяется для воздействия на породы, содержащие карбонаты кальция и магния, а также асфальто-смолистые отложения.

Обработка призабойной зоны пластов ПАВ преследует цель удаления воды и загрязняющего материала. Отрицательная роль воды проявляется в том, что, попадая на забой скважины, она «закупоривает» часть пор, препятствуя притоку нефти и газа. Кроме того, вступая в контакт с глинистыми частицами пород, вода вызывает их набухание и разрушение. Это приводит к закупорке тонких поровых каналов и уменьшает дебит скважины.

Механизм действия ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе воды с нефтью, газом и породой. Благодаря этому размер капель воды в поровом пространстве уменьшается в несколько раз и облегчается их вынос. Некоторые ПАВ, кроме того, делают поверхность поровых каналов в породе несмачиваемой для воды, но смачиваемой для нефти, что облегчает фильтрацию последней.

С помощью **химреагентов и органических растворителей** (СНПХ-7_р-1, СНПХ-7_р-2, газовый конденсат, газовый бензин, толуол и др.) удаляют асфальто-смолистые и парафиновые отложения.

К **физическим методам** воздействия на призабойную зону относятся тепловые обработки и вибровоздействия.

Целью **тепловых обработок** является удаление парафина и асфальто-смолистых веществ. Для этого применяют горячую нефть, пар, электронагреватели, термоакустическое воздействие, а также высокочастотную электромагнитоакустическую обработку.

При **вибровоздействии** призабойная зона пласта подвергается обработке пульсирующим давлением. Благодаря наличию жидкости в порах породы обрабатываемого пласта, по нему распространяются как искус-

ственно создаваемые колебания, так и отраженные волны. Путем подбора частоты колебания давления можно добиться резонанса обоих видов волн, в результате чего возникнут нарушения в пористой среде, т. е. увеличится проницаемость пласта.

Методы повышения пластового давления и увеличения проницаемости пласта позволяют, главным образом, сокращать сроки разработки залежей за счет более интенсивных темпов отбора нефти и газа.

Методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов

Помимо сокращения сроков разработки, необходимо также добиваться наиболее полного извлечения

нефти и газа из недр. Это достигается применением методов повышения нефте- и газоотдачи пластов. Для **повышения нефтеотдачи** пласта существуют следующие методы:

- закачка в пласт воды, обработанной ПАВ;
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- закачка в пласт углекислоты;
- нагнетание в пласт теплоносителя;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти из пласта растворителями.

При **закачке в нефтяной пласт воды, обработанной ПАВ**, снижается поверхностное натяжение на границе нефть-вода, что способствует дроблению глобул нефти и образованию маловязкой эмульсии типа «нефть в воде», для перемещения которой необходимы меньшие перепады давления. Одновременно резко снижается и поверхностное натяжение на границе нефти с породой, благодаря чему она более полно вытесняется из пор и смывается с поверхности породы.

Концентрация наиболее эффективных ПАВ в воде при заводнении пластов не превышает 0,05%.

При вытеснении нефти водой нередки случаи, когда вследствие различия вязкостей жидкостей или разной проницаемости отдельных участков пласта имеет место опережающее продвижение вытесняющего агента по локальным зонам пласта. Это приводит к недостаточно полному вытеснению нефти. Вытеснение нефти растворами полимеров, т. е. водой с искусственно повышенной вязкостью, создает условия для более равномерного продвижения водонефтяного контакта и повышения конечной нефтеотдачи пласта. Для загущения воды применяют различные водорастворимые полимеры, из которых наиболее широкое применение для повышения нефтеотдачи пластов нашли полиакриламиды (ПАА). Они хорошо растворяются в воде и уже при концентрациях 0,01...0,05% придают ей вязкоупругие свойства.

Роль раствора полимеров могут выполнять также пены, приготовленные на аэрированной воде с добавкой 0,2...1% пенообразующих веществ. Вязкость пены в 5...10 раз больше вязкости воды, что и обеспечивает большую полноту вытеснения нефти.

При **закачке в пласт углекислоты** происходит ее растворение в нефти, что сопровождается уменьшением вязкости последней и соответствующим увеличением притока к эксплуатационной скважине.

Опыт разработки залежей нефти показывает, что при снижении температуры в порах пласта происходит выпадение асфальтенов, смол и парафинов, затрудняющих фильтрацию. В пластах, содержащих высоковязкую нефть, даже незначительное снижение температуры в процессе разработки существенно снижает эффективность ее добычи. Поэтому одним из путей повышения нефтеотдачи является применение теплового воздействия на пласт.

Нагнетание в пласт теплоносителя (горячей воды или пара с температурой до 400 °С) позволяет значительно снизить вязкость нефти и увеличить ее подвижность, способствует растворению в нефти выпавших из нее асфальтенов, смол и парафинов.

Метод **внутрипластового горения** (рис. 7.11) заключается в том, что после зажигания тем или иным способом нефти у забоя нагнетательной (зажигательной) скважины в пласте создается движущийся очаг горения за счет постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси воздуха

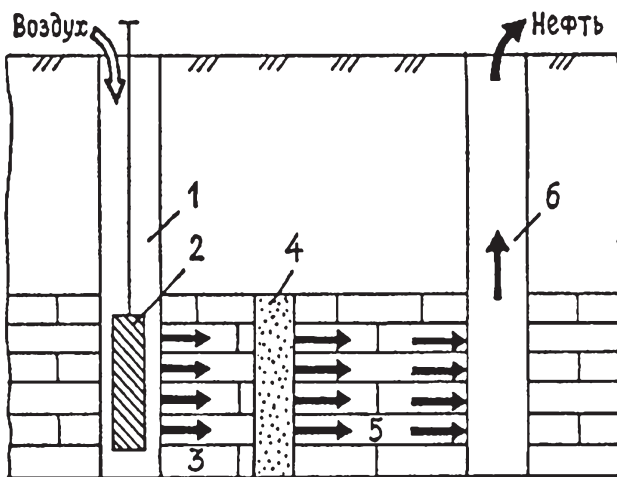


Рис. 7.11. Схема внутрипластового очага горения:

- 1 — нагнетательная (зажигательная) скважина;
- 2 — глубинный нагнетатель; 3 — выгоревшая часть пласта; 4 — очаг горения;
- 5 — обрабатываемая часть пласта (движение нефти, газов, паров воды);
- 6 — эксплуатационная скважина

с природным газом. Образующиеся впереди фронта горения пары нефти, а также нагретая нефть с пониженной вязкостью движутся к эксплуатационным скважинам и извлекаются через них на поверхность.

При **вытеснении нефти из пласта растворителями** в качестве вытесняющей фазы используются растворимые в нефти сжиженные пропан, бутан, смесь пропана с бутаном. В пласте они смешиваются с нефтью, уменьшая ее вязкость, что ведет к увеличению скорости фильтрации.

Для **повышения газоотдачи** применяют кислотные обработки скважин, гидроразрыв пласта, торпедирование скважин, а также отбор газа из скважин под вакуумом.

7.5. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

Способы эксплуатации Все известные способы эксплуатации скважин подразделяются на следующие группы:

- 1) фонтанный, когда нефть извлекается из скважин самоизливом;
- 2) с помощью энергии сжатого газа, вводимого в скважину извне;
- 3) насосный — извлечение нефти с помощью насосов различных типов.

Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин зависит от величины пластового давления и глубины залегания пласта.

Фонтанный способ применяется если пластовое давление велико. В этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по насосно-компрессорным трубам за счет пластовой энергии. Условием фонтанирования является превышение пластового давления над гидростатическим давлением столба жидкости, заполняющей скважину.

Устройство скважины для фонтанной добычи нефти показано на рис. 7.12. Нефть поступает в нее из пласта через отверстия в колонне эксплуатационных труб 1. Внутри эксплуатационной колонны находятся насосно-компрессорные трубы 2. Нефть поступает в них через башмак 3. Верхний конец насосно-компрессорных труб через фланец 4 соединяется с фонтанной арматурой 5. Фонтанная арматура представляет собой систему труб с задвижками. К этой системе присоединен штуцер 6, представляющий собой стальную болванку с цилиндрическим каналом малого сечения. Назначение штуцера заключается в ограничении притока нефти в скважину путем дросселирования давления на выходе из нее.

Установка штуцера позволяет обеспечить длительную и бесперебойную работу скважины в фонтанном режиме. Кроме того, благодаря низким скоростям притока нефти, уменьшается загрязнение скважины частицами породы.

Из штуцера пластовая нефть попадает в сепаратор (или трап), где происходит ее разделение на нефть и нефтяной газ.

Фонтанный способ эксплуатации нефтяных скважин применяется на начальном этапе разработки месторождений.

Все газовые скважины эксплуатируются фонтанным способом. Газ поступает на поверхность за счет пластового давления.

Компрессорным называется способ эксплуатации нефтяных скважин, при котором подъем жидкости из пласта на поверхность осуществляется сжатым газом, нагнетаемым в колонну подъемных труб.

Устройство скважины для компрессорной добычи нефти показано на рис. 7.13. В скважину опускают две соосные трубы. Внутреннюю 2, по которой смесь извлекается наверх, называют **подъемной**, а наружную 3, по затрубному пространству между которой и трубой 2 в скважину под давлением подается газ, — **воздушной**. Подъемная труба короче воздушной.

Механизм компрессорной добычи нефти следующий (рис. 7.14). При закачке газа в скважину нефть сначала полностью вытесняется в подъемную трубу. После этого в подъемную трубу проникает закачиваемый газ. Он смешивается с нефтью, в результате чего плотность смеси в подъемной трубе становится значительно меньше плотности нефти. Вследствие этого, чтобы уравновесить давление, создаваемое столбом нефти между трубами 1 и 3, столб смеси в подъемной трубе 2 (рис. 7.13) удлиняется, достигает поверхности земли и поступает в выкидную линию скважины.

В зависимости от того, какой газ под давлением закачивается в скважину, различают два способа компрессорной добычи нефти: **газлифт** (рабочий агент — природный газ) и **эрлифт** (рабочий агент — воздух). Применение эрлифта менее распространено, т. к. при контакте с воздухом нефть окисляется.

Для закачки газа в скважину сооружают специальные газлифтные компрессорные станции.

Достоинствами компрессорного способа эксплуатации нефтяных скважин являются:

- отсутствие подвижных и быстроизнашивающихся деталей (что позволяет эксплуатировать скважины с высоким содержанием песка);
- доступность оборудования для обслуживания и ремонта (поскольку все оно размещается на поверхности земли);
- простота регулирования дебита скважин.

Однако у способа имеются и недостатки:

- высокие капитальные вложения в строительство мощных компрессорных станций и разветвленной сети газопроводов;
- низкий КПД газлифтного подъемника и системы «компрессор-скважина».

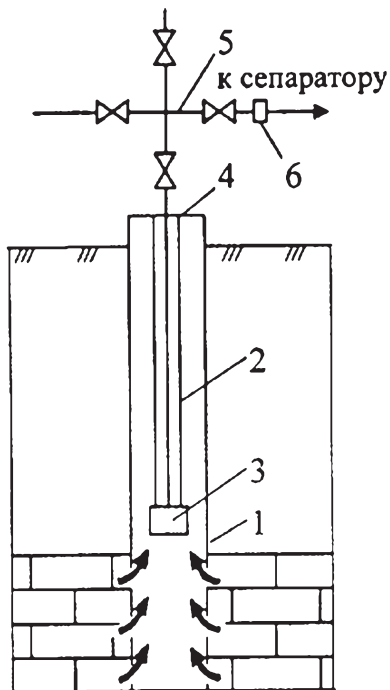


Рис. 7.12. Устройство скважины для фонтанной добычи нефти:
 1 – эксплуатационная колонна;
 2 – насосно-компрессорные трубы;
 3 – башмак;
 4 – фланец;
 5 – фонтанная арматура;
 6 – штуцер

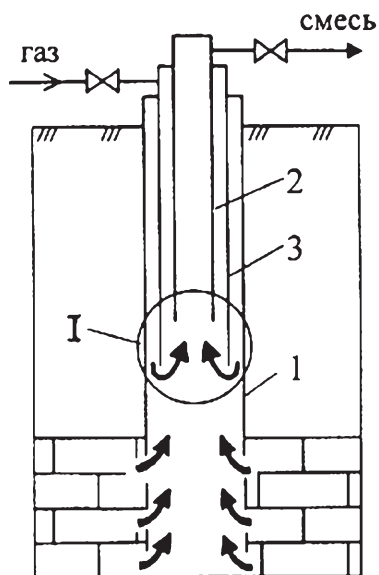
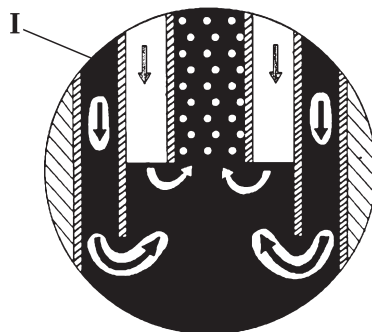


Рис. 7.13. Устройство скважины для компрессорной добычи нефти:
 1 – обсадная труба;
 2 – подъемная труба;
 3 – воздушная труба

Рис. 7.14. Механизм компрессорной добычи нефти



Для уменьшения капиталовложений там, где возможно, в нефтяную скважину подают под давлением без дополнительной компрессии газ из газовых пластов. Такой способ называют **бескомпрессорным лифтом**.

В зависимости от конкретных условий месторождений и геолого-технических характеристик скважин применяют непрерывный и периодический газлифтные способы эксплуатации. При периодическом газлифте подача газа в скважину периодически прерывается, чтобы в ней накопилось необходимое количество жидкости. Таким образом эксплуатируют скважины с низкими забойным давлением и коэффициентом продуктивности. При низком забойном давлении, но высоком коэффициенте продуктивности применяют тот из двух способов, который имеет лучшие показатели (например, меньший расход нагнетаемого газа).

Принципиальная схема газлифтного цикла приведена на рис. 7.15. При наличии газовой скважины высокого давления реализуется бескомпрессорный лифт. Газ из скважины 1 через газовый сепаратор 2 подается в теплообменник 3. Нагретый газ после дополнительной очистки в сепараторе 4 проходит через газораспределительную батарею 5 и направляется к газлифтным скважинам 6. Продукция скважин направляется в газо-

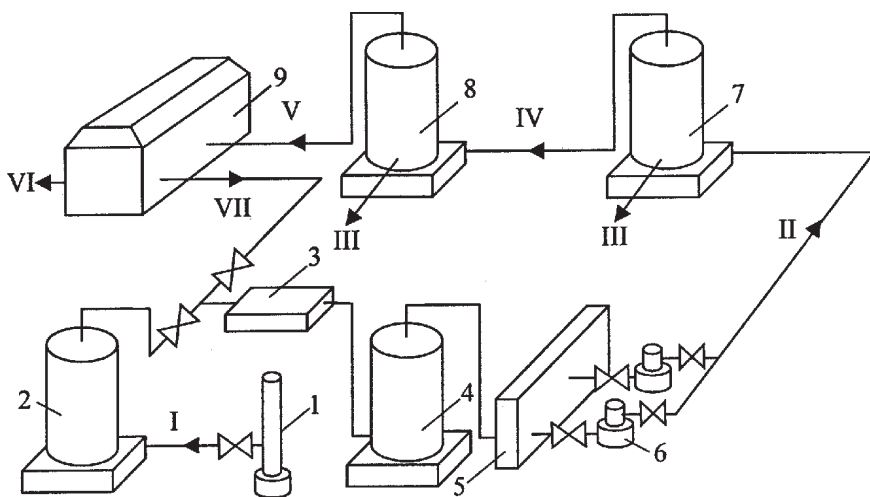


Рис. 7.15. Схема газлифтного цикла при добыче нефти:
 1 – газовая скважина высокого давления; 2, 4, 8 – газовый сепаратор;
 3 – теплообменник; 5 – газораспределительная батарея; 6 – газлифтная скважина; 7 – газонефтяной сепаратор; 9 – компрессорная станция;
 I – газ высокого давления из газовой скважины; II – продукция газлифтной скважины; III – нефть; IV – газ низкого давления, содержащий капельную нефть; V – газ низкого давления, очищенный от нефти; VI – сжатый газ в систему промышленного сбора;
 VII – газ высокого давления после компрессорной станции

нефтяной сепаратор 7, после которого нефть поступает в коллектор, а газ, содержащий капельки нефти, проходит дополнительную очистку в сепараторе 8 и после сжатия в компрессорной станции 9 поступает в систему промыслового сбора.

Если газовой скважины высокого давления нет, то для газлифта используется попутный нефтяной газ. После компримирования газ из компрессорной станции 9 последовательно проходит теплообменник 3, газовый сепаратор 4 и так далее, пока вновь не поступит на станцию 9. В данном случае используется замкнутый газлифтный цикл, при котором нагнетаемый в скважины газ многократно используется для подъема жидкости.

При **насосном способе** эксплуатации подъем нефти из скважин на поверхность осуществляется штанговыми и бесштанговыми насосами.

Штанговый насос представляет собой плунжерный насос специальной конструкции, привод которого осуществляется с поверхности посредством штанги (рис. 7.16).

В нижней части насоса установлен всасывающий клапан 1. Плунжер насоса, снабженный нагнетательным клапаном 2, подвешивается на насосной штанге 3. Верхняя часть штанги пропускается через устьевой сальник 5 и соединяется с головкой балансира 6 станка-качалки. При помощи кривошипно-шатунного механизма 7 головка 9 балансира передает возвратно-поступательное движение штанге 3 и подвешенному на ней плунжеру. Станок приводится в действие электродвигателем 8 через систему передач.

Работает насос следующим образом. При ходе плунжера вверх верхний клапан 2 закрыт, так как на него действует давление вышележащего столба жидкости и плунжер работает как поршень, выталкивая нефть на поверхность. В это же время открывается приемный клапан 1 и жидкость поступает в цилиндр насоса. При ходе плунжера вниз нижний клапан закрывается, а верхний открывается, и через полый плунжер жидкость выдавливается из цилиндра насоса в насосные трубы 10.

При непрерывной работе насоса в результате подкачки жидкости уровень последней в насосных трубах поднимается до устья, и она поступает в выкидную линию через тройник 4.

В настоящее время более 2/3 действующего фонда скважин в мире эксплуатируется с помощью штанговых насосов.

Недостатками штанговых насосов являются громоздкость, возможность обрыва штанг, ограниченность применения в наклонных и сильно обводненных скважинах, недостаточно высокая подача, небольшие (до 2 км) глубины эксплуатации.

В связи с этим в последние годы при эксплуатации нефтяных скважин все шире применяются **бесштанговые насосы** (погружные электроцентробежные насосы, винтовые насосы и др.).

Схема установки в скважине **погружного электроцентробежного насоса (ЭЦН)** приведена на рис. 7.17. Она включает центробежный многоступенчатый насос 1, погружной электродвигатель 2, подъемные трубы 3, обратный клапан 4, устьевую арматуру 5. Бронированный кабель для питания электродвигателя и источник электропитания на схеме условно не показаны.

Принцип действия установки следующий. Электрический ток из промышленной сети через автотрансформатор и станцию управления по бронированному кабелю поступает к электродвигателю 2. Вращая вал насоса 1, электродвигатель приводит его в действие. Всасываемая насосом нефть проходит через фильтр (на схеме не показан) и нагнетается по подъемным трубам 3 на поверхность. Чтобы нефть при остановке агрегата не сливалась из подъемных труб в скважину, в трубах над насосом смонтирован обратный клапан 4.

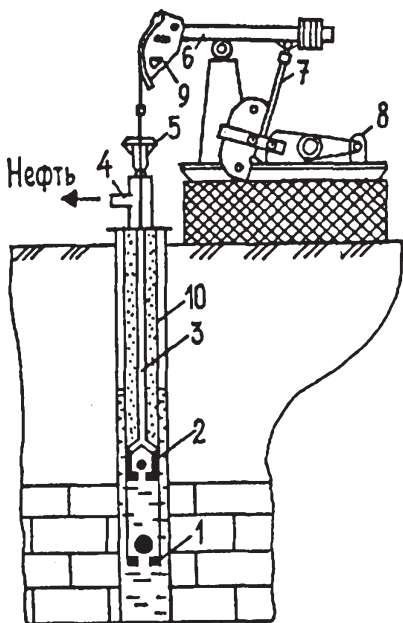


Рис. 7.16. Схема добычи нефти с помощью штангового насоса:
1 – всасывающий клапан; 2 – нагнетательный клапан; 3 – штанга; 4 – тройник; 5 – устьевой сальник; 6 – балансирующий механизм; 7 – кривошипно-шатунный механизм; 8 – электродвигатель; 9 – головка балансира; 10 – насосные трубы

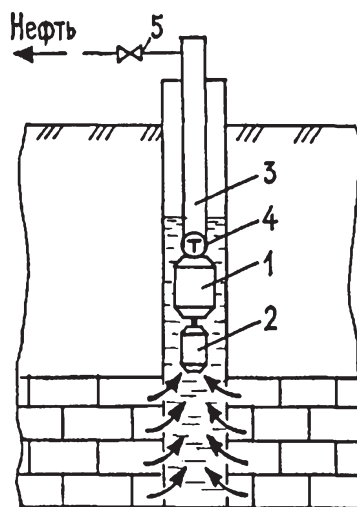


Рис. 7.17. Схема установки ЭЦН в скважине:
1 – центробежный многоступенчатый насос; 2 – погружной электродвигатель; 3 – подъемные трубы; 4 – обратный клапан; 5 – устьевая арматура

Погружной электроцентробежный насос представляет собой набор отдельных ступеней, в каждой из которых имеется свой ротор (центробежное колесо) и статор (направляющий аппарат). Роторы отдельных ступеней посажены на один вал, жестко соединенный с валом погружного электродвигателя.

Одна ступень ЭЦН развивает напор 3...5,5 м. Поэтому для обеспечения напора в 800...1000 м в корпусе насоса монтируют 150...200 ступеней.

Существенными недостатками электроцентробежных насосов являются их низкая эффективность при работе в скважинах с дебитом ниже 60 м³/сут; снижение подачи, напора и КПД при увеличении вязкости откачиваемой смеси, а также при увеличении свободного газа на приеме насоса.

Погружные винтовые насосы стали применяться на практике сравнительно недавно. Винтовой насос — это насос объемного действия, подача которого прямо пропорциональна частоте вращения специального винта (или винтов). При вращении винт и его обойма образуют по всей длине ряд замкнутых полостей, которые передвигаются от приема насоса к его выкиду. Вместе с ними перемещается и откачиваемая жидкость.

Применение винтовых насосов особенно эффективно при откачке высоковязкой нефти. Схема их установки в скважине такая же, как и при применении ЭЦН.

Для насосной эксплуатации скважин используются также диафрагменные, гидropоршневые и струйные насосы.

Нефтяные, газовые и газоконденсатные скважины оснащены специальным подземным и наземным оборудованием. К **подземному** относится оборудование забоя и оборудование ствола скважины, а к **наземному** — оборудование устья, прискважинные установки и сооружения.

Оборудование забоя скважин Оборудование забоя предназначено для предотвращения разрушения продуктивного пласта и выноса на забой твердых частиц, а также для изоляции обводнившихся пропластков. В то же время оно должно иметь возможно меньшее сопротивление и обеспечивать условия для проведения работ по увеличению производительности скважин.

В зависимости от геологических и технологических условий разработки месторождений применяют следующие типовые конструкции забоев скважин (рис. 7.18):

- а) открытый забой;
- б) забой, перекрытый хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском;
- в) забой, оборудованный фильтром;
- г) перфорированный забой.

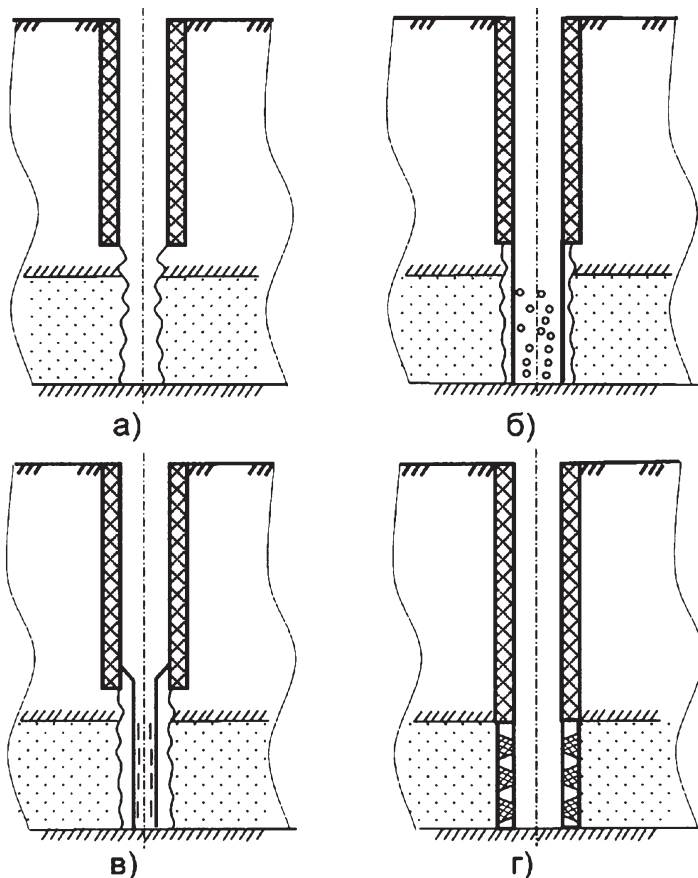


Рис. 7.18. Конструкции оборудования забоя скважин:
а) открытый забой; б) забой, перекрытый хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском; в) забой, оборудованный фильтром; г) перфорированный забой

При **открытом забое** (рис. 7.18а) башмак обсадной колонны цементируется перед кровлей пласта. Затем пласт вскрывается долотом меньшего размера, но никаких мер по укреплению ствола скважины в месте ее прохождения через продуктивный пласт не принимается. Такая конструкция забоя обеспечивает наименьшее сопротивление притоку нефти и газа в скважину, но возможна только при достаточно устойчивых горных породах. Из-за невозможности избирательного вскрытия нужных пропластков и избирательного воздействия на них, а также постоянной угрозы обвалов в призабойной зоне открытым забоем оснащено менее 5% всего фонда скважин.

Одним из способов укрепления горных пород является устройство **забоя, перекрытого хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском** (рис. 7.18б). В этом случае скважина бурится сразу до подошвы продуктивного пласта и крепится обсадной колонной по всей длине. Но трубы обсадной колонны, расположенные напротив толщи продуктивного пласта, заранее перфорированы и пространство между ними и поверхностью пласта не цементируется. Данная конструкция забоя надежнее предыдущей, но возрастает и сопротивление притоку пластовых флюидов.

Забой, оборудованный фильтром (рис. 7.18в), применяется в тех случаях, когда существует опасность поступления песка в скважину. В этом случае башмак обсадной колонны спускается до кровли пласта и цементируется. Напротив его продуктивной части устанавливается специальный фильтр, а кольцевое пространство между верхней частью фильтра и низом обсадной колонны герметизируется.

Известны фильтры щелевые (с продольными щелевыми отверстиями длиной 50...80 мм и шириной 0,8...1,5 мм), керамические, гравийные (из двух концентричных мелкоперфорированных труб, между которыми утрамбован отсортированный гравий с диаметром частиц 4...6 мм) и металлокерамические (изготавливаемые путем спекания под давлением керамической дроби). Необходимость в их применении возникает при вскрытии скважинами нецементированных песчаных пластов, склонных к пескообразованию, что встречается достаточно редко.

Скважины с **перфорированным забоем** (рис. 7.18г) составляют более 90% общего фонда. При их сооружении бурение ведется до подошвы продуктивного пласта, после чего в скважину опускают обсадные трубы и цементируют кольцевое пространство на всей ее длине. И только после этого производят перфорацию обсадной колонны и цементного камня на тех интервалах глубин, где ожидается приток нефти и газа.

Достоинствами скважин с перфорированным забоем являются:

- упрощение технологии проводки скважины;
- устойчивость забоя и сохранение проходного сечения скважины в процессе длительной эксплуатации;
- надежная изоляция пропластков, не вскрытых перфорацией;
- возможность поинтервального воздействия на призабойную зону пласта (различные обработки, гидроразрыв и т. д.).

В то же время перфорированный забой не обеспечивает защиты от проникновения песка в скважину и создает дополнительное фильтрационное сопротивление потоку пластовой жидкости.

Оборудование ствола скважин К оборудованию ствола относится оборудование, размещенное внутри эксплуатационной (обсадной) колонны в пространстве от забоя до устья. Набор этого оборудования зависит от способа эксплуатации скважин.

В стволе **фонтанных скважин** размещают колонну насосно-компрессорных труб. Этим обеспечивается предохранение обсадных труб от эрозии, вынос твердых частиц (и жидкости — при добыче газа) с забоя, возможность использования затрубного пространства для целей эксплуатации (введение ингибиторов коррозии, ПАВ, глушение скважин и т. д.).

В стволе **газлифтных скважин** размещают воздушную и подъемную трубы. Но в отличие от классической схемы газлифта (рис. 7.13) подъемную трубу в настоящее время оборудуют специальными пусковыми (газлифтными) клапанами, размещаемыми на ее внутренней стороне в расчетных точках. Благодаря этому, при закачке газа в межтрубное пространство газлифт начинает работать, как только нефть будет оттеснена ниже уровня установки первого пускового клапана (рис. 7.19б). После опускания уровня нефти в межтрубье ниже отметки второго пускового клапана газ начинает проникать в подъемную трубу и через него (рис. 7.19в). Процесс последовательного срабатывания пусковых клапанов будет продолжаться до тех пор, пока весь столб жидкости в подъемной трубе не будет газирован (рис. 7.19г).

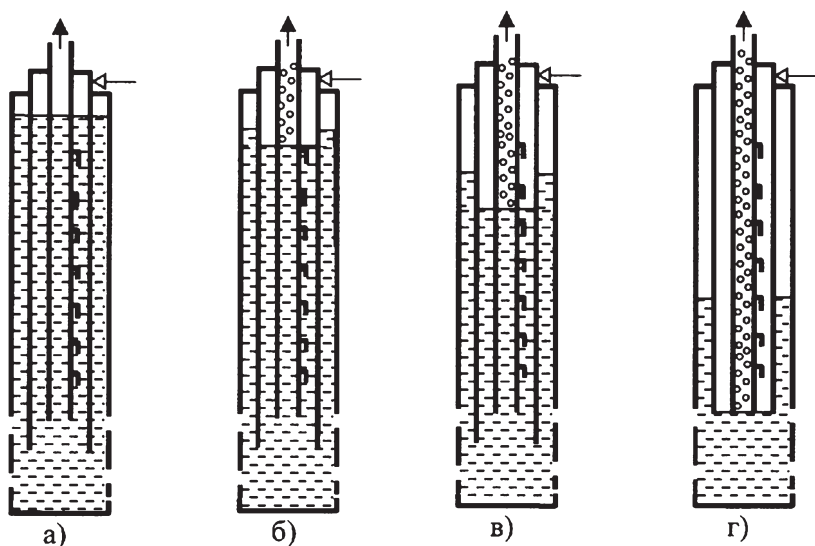


Рис. 7.19. Этапы запуска газлифтной скважины:
 а) начало закачки газа; б) начало работы газлифта; в) включение пускового клапана; г) — выход лифта на максимальную производительность;
 ← газожидкостная смесь; ← газ

В стволе **штанговых насосных скважин** размещаются насосно-компрессорные трубы, насосные штанги, собственно насос и вспомогательное оборудование.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ), как и бурильные, бывают с гладкими и высаженными (равнопрочными) концами. По длине НКТ разделяются на три группы: I — 5,5...8 м; II — 8...8,5 м; III — 8,5...10 м.

Изготавливают НКТ из сталей пяти групп прочности (в порядке возрастания): Д, К, Е, Л, М. Все НКТ и муфты к ним, кроме гладких группы прочности Д, подвергаются термообработке.

Сведения о диаметрах и толщине стенки насосно-компрессорных труб приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1 — Характеристики насосно-компрессорных труб

Условный диаметр, мм	48	60	73	89	102	114
Толщина стенки, мм	4	5	5,5	6,5	6,5	7
Внутренний диаметр, мм	40	50	62	76	89	100

Трубы маркируются у муфтового конца. На клейме указывается условный диаметр и толщина стенки (в мм), товарный знак завода, группа прочности (буква), месяц и год выпуска.

Для уменьшения собственного веса труб при необходимости их спуска на большую глубину применяют ступенчатую колонну НКТ с малым диаметром внизу и большим сверху.

Насосные штанги выпускаются четырех номинальных размеров по диаметру тела штанги: 16, 19, 22 и 25 мм. Концы штанг имеют утолщенные головки квадратного сечения, чем обеспечивается удобство их захвата специальными ключами при свинчивании и развинчивании колонны штанг. Штанги соединяются штанговыми муфтами (рис. 7.20).

Кроме штанг нормальной длины (8 м) выпускаются укороченные штанги длиной 1; 1,2; 1,5; 2; 3 м стандартных диаметров. Они необходи-

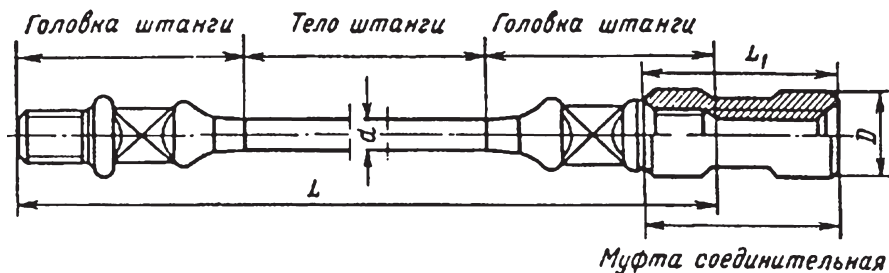


Рис. 7.20. Насосная штанга и соединительная муфта

мы для регулировки всей колонны штанг с таким расчетом, чтобы всящийся на них плунжер перемещался в цилиндре насоса в заданных пределах. Верхний конец колонны штанг заканчивается утолщенным полированным штоком, проходящим через сальниковое уплотнение устья скважины.

При использовании насосов диаметром 56 мм и выше, больших скоростях плунжера и высокой вязкости откачиваемой жидкости в нижней части колонны штанг возникают повышенные изгибы. В этом случае, чтобы предотвратить отвороты и поломки, прибегают к установке «утяжеленного низа», состоящего из 2...6 толстостенных штанг общей массой 80...360 кг.

Для изготовления насосных штанг используются стали марки 40 и никель-молибденовые стали марки 20НМ с термообработкой и последующим поверхностным упрочнением токами высокой частоты (ТВЧ). Условия их использования приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2 — Характер обработки и условия использования сталей для изготовления насосных штанг

Сталь	Способ термообработки	
	нормализация	нормализация + ТВЧ
40	Легкие условия эксплуатации (малые подвески, отсутствие корродирующей среды); $\sigma \leq 70$ МПа	Тяжелые условия эксплуатации (большие подвески и форсированная откачка); для насосов $\varnothing 28, 32, 38, 43$ мм $\sigma \leq 120$ МПа; для насосов $\varnothing 56, 70, 95$ мм $\sigma \leq 100$ МПа;
20НМ	Средние условия эксплуатации; с подвесками насосов всех диаметров $70 \leq \sigma \leq 90$ МПа; при откачке коррозионной жидкости $\sigma \leq 90$ МПа	Особо тяжелые условия эксплуатации (искривленные скважины, наличие коррозионной среды, большие подвески); для насосов $\varnothing 28, 32, 38, 43$ мм $\sigma \leq 130$ МПа; для насосов $\varnothing 56, 70, 95$ мм $\sigma \leq 110$ МПа;

Штанговые скважинные насосы разделяются на невставные или трубные (типа НН) и вставные (типа НВ). В первом случае сложнее вести их монтаж в НКТ, но, благодаря большому диаметру цилиндра насоса, подача больше.

Штанговые скважинные насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин углеводородной жидкости обводненностью до 99%, с температурой не более 130 °С, содержанием сероводорода не более 50 мг/л.

Вспомогательное оборудование ствола скважин предназначено для обеспечения работоспособности штанговых насосных установок при большом содержании свободного газа и песка в откачиваемой жидкости.

Большое содержание свободного газа в пластовой жидкости приводит к тому, что в цилиндре насоса уменьшается доля объема, занятая откачиваемой жидкостью, и, соответственно, уменьшается дебит скважины. Уменьшить количество газа, попадающего в штанговый насос, позволяет применение специальных устройств, называемых **газовыми якорями**. Работа газовых якорей основывается на различных принципах (гравитационного разделения, центрифугирования и т. д.).

В качестве примера рассмотрим работу обычного однокорпусного газового якоря (рис. 7.21а). Газожидкостная смесь заходит в кольцевое пространство между корпусом якоря 1 и центральной трубой 2, верхний конец которой присоединяется к приемному клапану насоса 4. В кольцевом пространстве жидкость движется вниз, а пузырьки газа 3 под действием архимедовой силы стремятся всплыть вверх. Размеры газового якоря рассчитаны таким образом, чтобы скорость всплытия большей части пузырьков была выше, чем нисходящая скорость жидкости. Поэтому из кольцевого пространства газовые пузырьки уходят вверх, а жидкость с небольшим остаточным газосодержанием через отверстия 5 поступает в центральную трубу 2 и далее в цилиндр насоса.

Другим фактором, осложняющим работу штанговых насосов, является присутствие в откачиваемой жидкости мелкого песка и других механических частиц. Попадая в насос, они разрушают пригнанные поверхности клапанов, увеличивают зазор между цилиндром и плунжером, что приводит к утечкам жидкости, уменьшению развиваемого давления, а иногда вызывает заклинивание плунжера и обрывы штанг.

Одним из эффективных средств для ограничения попадания песка и мехпримесей в насосы является специальное приспособление, называе-

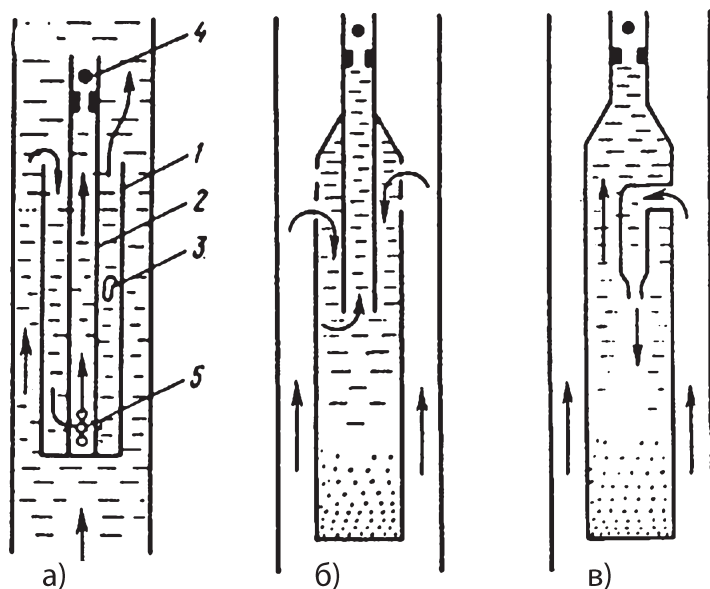


Рис. 7.21. Якоря:
 а) газовый; б) песочный прямой; в) песочный обращенный;
 1 – корпус; 2 – центральная труба; 3 – газовый пузырек;
 4 – приемный клапан насоса; 5 – отверстия

мое **песочным якорем**. В обоих типах якорей—прямом (рис. 7.21б) и об-
ращенном (рис. 7.21в)—для очистки используются силы инерции: после
поворота жидкости на 180° частицы песка и мехпримесей продолжают
свое движение вниз. Очищенная же жидкость через всасывающий клапан
поступает в цилиндр насоса. По мере заполнения корпуса якоря песком
устройство извлекают на поверхность и очищают.

В стволе **скважин, эксплуатируемых погружными электроцентро-
бежными насосами**, находятся погружной электродвигатель, многосту-
пенчатый насос, обратный клапан и при необходимости—газосепаратор.

В зависимости от поперечного размера погружного электроцентро-
бежного насосного агрегата эти установки подразделяют на группы 5, 5А
и 6 (поперечный размер насоса 112, 124 и 137...140,5 мм соответственно).
Их устанавливают в трубах диаметром 121,7; 130 и 144,3...148,3 мм.

Сведения об основных параметрах погружных электроцентробеж-
ных насосов приведены в табл. 7.3.

Таблица 7.3 — Основные параметры ЭЦН

Установка	Подача, м ³ /сут	Напор, м	Мощность, кВт	КПД, %	Длина, мм		Масса, кг	
					насосного агрегата	насоса	насосного агрегата	насоса
ЭЦНМ5-50-1300	50	1360	23	23,5	15522	8252	626	280
ЭЦНМК5-50-1300		1360	23	33,5	15522	8252	633	287
ЭЦНМ5-50-1700		1725	28,8	34	17887	10617	705	359
ЭЦНМК5-50-1700		1725	28,8	34	17887	10617	715	369
ЭЦНМ5-80-1200	80	1235	26,7	42	16232	8252	602	256
ЭЦНМК5-80-1200		1235	20,7	42	16232	8252	610	264
ЭЦНМ5-80-1400		1425	30,4	42,5	18227	9252	684	290
ЭЦНМК5-80-1400		1425	30,4	42,5	18227	9252	690	296
ЭЦНМ5-80-1550		1575	33,1	42,5	19592	10617	720	326
ЭЦНМК5-80-1550		1575	33,1	42,5	19592	10617	745	333
ЭЦНМ5-80-1800		1800	38,4	42,5	20227	11252	750	356
ЭЦНМК5-80-1800		1800	38,4	42,5	20227	11252	756	362
ЭЦНМ5-125-1000	125	1025	29,1	50	15522	8252	628	282
ЭЦНМК5-125-1000		1025	29,1	50	15522	8252	638	292
ЭЦНМ5-125-1200	125	1175	34,7	48	17217	9252	709	315
ЭЦНМК5-125-1200		1175	34,7	48	17217	9252	721	327
ЭЦНМ5-125-1300		1290	38,1	48	18582	10617	755	361
ЭЦНМК5-125-1300		1290	38,1	48	18582	10617	767	373
ЭЦНМ5-125-1800		1770	51,7	48,5	24537	13617	1103	463
ЭЦНМК5-125-1800		1770	51,7	48,5	24537	13617	1122	482
ЭЦНМ5-200-800	200	810	46	40	18582	10617	684	290

Продолжение таблицы 7.3

Установка	Подача, м ³ /сут	Напор, м	Мощность, кВт	КПД, %	Длина, мм		Масса, кг	
					насосного агрегата	насоса	насосного агрегата	насоса
ЭЦНМК5-200-950		940	50,8	42	24887	12617	990	350
ЭЦНМ5-200-1000		1010	54,5	42	30277	17982	1199	470
ЭЦНМК5-200-1400		1410	76,2	42	19482	10617	976	416
ЭЦНМ5А-160-1450	160	1440	51,3	51	19482	10617	990	430
ЭЦНМК5А-160-1450		1440	51,3	51	20117	11252	997	437
ЭЦНМ5А-160-1550		1580	56,2	51	20117	11252	1113	453
ЭЦНМК5А-160-1550		1580	56,2	51	24272	12617	1262	492
ЭЦНМ5А-100-1750		1750	62,3	51	24272	12617	1278	508
ЭЦНМ5А-250-1000	250	1000	55,1	51,5	20117	11252	992	432
ЭЦНМК5А-250-1000		1000	55,1	51,5	20117	11252	1023	463
ЭЦНМ5А-250-1100		1090	60,1	51,5	21482	12617	1044	484
ЭЦНМК5А-250-1100		1090	60,1	51,5	21482	12617	1079	518
ЭЦНМ5А-250-1400		1385	76,3	51,5	27637	15982	1385	615
ЭЦНМК5А-250-1400		1385	76,3	51,5	27637	15982	1482	658
ЭЦНМ5А-250-1700		1685	92,8	51,5	30637	18982	1498	728
ЭЦНМК5А-250-1700		1685	92,8	51,5	30637	18982	1551	783
ЭЦНМ5А-400-950	400	965	84,2	52	27637	15982	1375	605
ЭЦНМК5А-400-950		965	84,2	52	27637	15982	1420	650
ЭЦНМ5А-400-1250		1255	113,9	50	35457	19982	1819	755
ЭЦНМК5А-400-1250		1255	113,9	50	35457	19982	1887	813
ЭЦНМ5А-500-800	500	815	100,5	46	30092	14617	1684	650
ЭЦНМК5А-500-800		815	100,5	46	30092	14617	1705	641
ЭЦНМ5А-500-1000		1000	123,3	46	33457	17982	1827	763
ЭЦНМК5А-500-1000	500	1000	123,3	46	33457	17982	1853	789
ЭЦНМ6-250-1400	250	1470	78,7	53	18747	9252	1143	446
ЭЦНМК6-250-1400		1470	78,7	53	18747	9252	1157	460
ЭЦНМ6-250-1600		1635	87,5	53	20112	10617	1209	512
ЭЦНМК6-250-1600		1635	87,5	53	20112	10617	1225	528
ЭЦНМ6-500-1150	500	1150	127,9	51	28182	14617	1894	764
ЭЦНМК6-500-1150		1150	127,9	51	28182	14617	1910	783
ЭЦНМ6-800-1000	800	970	172,7	51	31547	17982	2015	688
ЭЦНМК6-800-1000		970	172,7	51	31547	17982	2049	922
ЭЦНМ6-1000-900	1000	900	202,2	50,5	39227	21982	2541	1074
ЭЦНМК6-1000-900		900	202,2	50,5	39227	21982	2573	1106

Марка погружного электроцентробежного насоса содержит всю основную информацию о нем. Например, условное обозначение ЭЦНМ5-125-1200 означает: Э – привод от погружного электродвигателя; Ц – цент-

робежный; Н — насос; М — модульный; 5 — группа насоса; 125 — подача, м³/сут; 1200 — напор, м (округленно). Для насосов коррозионностойкого исполнения перед цифрой 5 добавляется буква «К».

При откачке электроцентробежными насосами пластовой жидкости, содержащей свободный газ, происходит падение их напора, подачи и КПД, а возможен и полный срыв работы насоса. Поэтому, если содержание свободного газа в жидкости на входе в насос превышает 25% по объему, то перед насосом устанавливают газосепаратор.

Конструктивно **газосепаратор** представляет собой корпус, в котором на валу, соединенном с валом насоса, вращаются шнек, рабочие колеса и камера сепаратора. Газожидкостная смесь закачивается с помощью шнека и рабочих колес в камеру сепаратора, где под действием центробежных сил жидкость, как более тяжелая, отбрасывается к периферии, а газ остается в центре. Затем газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство, а жидкость — поступает по пазам переводника на прием насоса.

Применение газосепараторов позволяет откачивать центробежными насосами жидкости с содержанием свободного газа до 55%.

В стволе скважин, эксплуатируемых **погружными винтовыми насосами**, находится винтовой насос с погружным электродвигателем. Сведения об установках погружных винтовых электронасосов приведены в табл. 7.4.

Таблица 7.4 — Основные характеристики установок погружных винтовых электронасосов

Показатели	УЭВН5-16-1200	УЭВН5-25-1000	УЭВН5-6-12003	УЭВН5-100-1000	УЭВН5-100-1200	УЭВН5-200-900
Номинальная подача, м ³ /сут	16	25	63	100	100	200
Номинальное давление, МПа	12	10	12	10	12	9
Рабочая часть характеристики:						
подача, м ³ /сут	16-22	25-36	63-80	100-150	100-150	200-250
давление, МПа	12-6	10-4	12-6	10-2	12-6	9-2,5
КПД погружного агрегата, %	38,6	40,6	41,4	45,9	46,3	49,8
Габариты погружного агрегата (насос, электродвигатель с гидрозащитой), мм:						
поперечный	117	117	117	117	117	117
длина	8359	8359	11104	11104	13474	13677
Мощность электродвигателя, кВт	5,5	5,5	22	22	32	32
Масса погружного агрегата, кг	341	342	546	556	697	713

По типоразмеру установки можно определить ее основные параметры. Так, обозначение УЭВН5-16-1200 означает: У — установка; Э — привод от погружного электродвигателя; Н — насос; 5 — группа насоса для колонны обсадных труб диаметром 146 мм; 16 — подача, м³/сут; 1200 — напор, м.

Установки УЭВН5 используются для откачки жидкостей с температурой до 70 °С, вязкостью до 1000 мм²/с, содержанием мехпримесей не более 0,8 г/л и свободного газа на приеме насоса не более 50%.

Оборудование устья скважин Оборудование устья скважин всех типов предназначено для герметизации затрубного пространства, отвода продукции скважины, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ. Оно комплектуется в зависимости от способа эксплуатации скважин.

При фонтанном, компрессорном и бескомпрессорном способах добычи нефти оборудование устья состоит из одинаковых деталей и узлов по подобным схемам.

На устье скважин (рис. 7.22) монтируются колонная головка (ГК) и фонтанная арматура (ФА), состоящая, в свою очередь, из трубной головки (ГТ) и фонтанной елки (Е). **Колонная головка** предназначена для соединения верхних концов обсадных колонн (кондуктора, технических и обсадных труб), герметизации межтрубных пространств и служит опорой для фонтанной арматуры. **Трубная головка** служит для обвязки одного или двух рядов фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами, а также для проведения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины. Обычно трубная головка представляет собой крестовину с двумя боковыми отводами и трубной подвеской. Боковые отводы 8 позволяют закачивать в межтрубное пространство воду и глинистый раствор при глушении скважины, ингибиторы гидратообразования и коррозии, измерять затрубное давление (манометром 7), а также отбирать газ из него. Трубная головка монтируется непосредственно на колонной головке. **Фонтанная елка** предназначена для управления потоком продукции скважины и регулирования его параметров, а также для установки манометров, термометров и приспособлений, служащих для спуска и подъема глубинных приборов. Елка состоит из вертикального ствола и боковых отводов-выкидов (струн). На каждом отводе устанавливаются по две задвижки: рабочую 16 и резервную (ближайшую к стволу) 14. На стволе установлены коренная (главная, центральная) 11 и буферная 18 задвижки. На отводах имеются «карманы» для термометров и штуцеры для манометров, а также для регулирования расхода 17. Ствол заканчивается буфером с манометром 19.

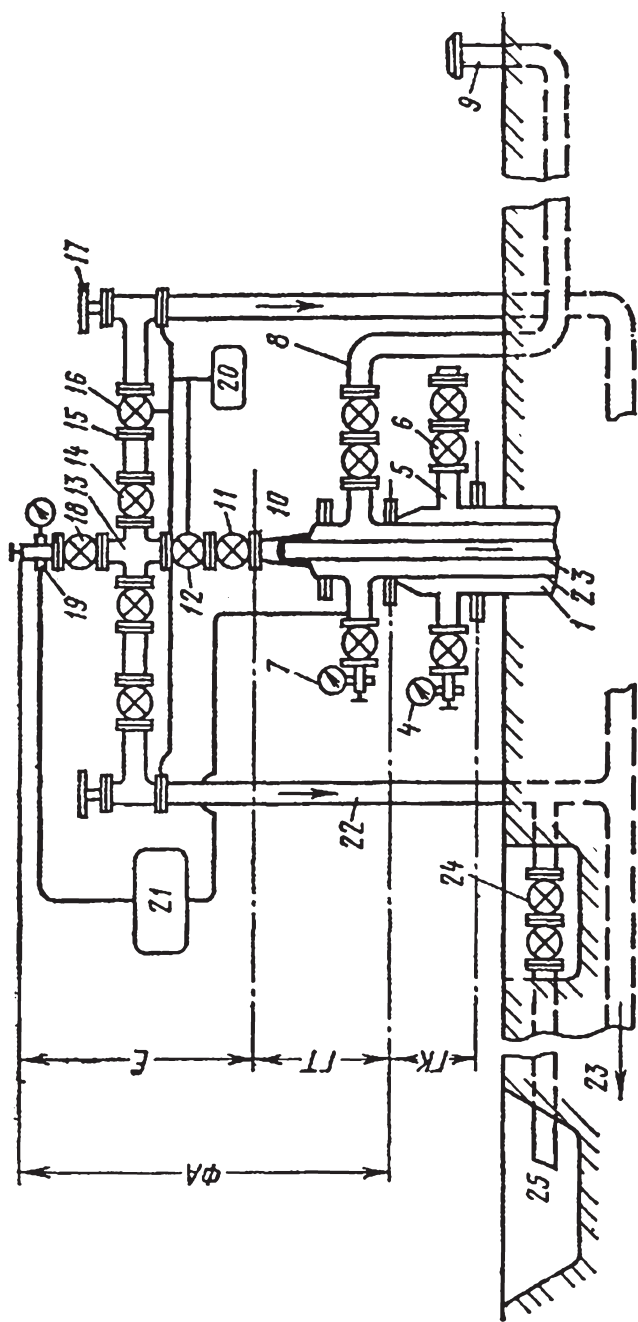


Рис. 7.22. Схема оборудования устья скважины крестовой арматурой:

ГК — головка колонная; ГТ — головка трубная; Е — елка; ФА — фонтанная арматура;
 1 — кондуктор; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — фонтанная колонна; 4 — манометр межколонный; 5 — отвод от межколонного пространства; 6 — задвижка ручного привода; 7 — манометр затрубный; 8 — отвод от затрубья; 9 — линия задавочная; 10 — подвеска фонтанных труб; 11 — коренная задвижка; 12 — задвижка с пневмоприводом; 13 — крестовина; 14 — задвижка резервная; 15 — катушка для подключения контрольно-измерительных приборов; 16 — задвижка рабочая; 17 — штуцер регулируемый; 18 — задвижка буферная; 19 — буфер и буферный манометр; 20 — блок пневмоуправления; 21 — прискважинная установка для подачи в затрубье ингибиторов и ПАВ; 22 — отвод рабочих; 23 — шлейф; 24 — задвижки факельной линии; 25 — амбар земляной

Фонтанные елки по конструкции делятся на крестовые и тройниковые. В состав ствола **крестовой елки** входит крестовина 13, к которой и крепятся отводы-выкиды. Каждый из них может быть рабочим. Тогда второй является резервным. В конструкцию ствола **тройниковой елки** (рис. 7.23) входят тройники 3, 13, к которым присоединяются выкидные линии — верхняя, которая является рабочей, и нижняя, являющаяся резервной. Такое распределение «ролей» связано с тем, что тройниковая арматура, как правило, применяется в скважинах, в продукции которых содержится песок или ил. При абразивном разрушении верхнего тройника скважина может быть переведена на работу через нижний отвод. Для этого закрывается задвижка (или кран), расположенная между тройниками; верхний тройник и отвод в это время подвергаются ремонту. Ремонт крестовой арматуры значительно более затруднен. В то же время крестовая арматура компактнее, имеет меньшую высоту, ее проще обслуживать.

Фонтанная арматура рассчитана на рабочее давление 7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа, имеет диаметр проходного сечения ствола от 50 до 150 мм.

Манифольд — система труб и отводов с задвижками или кранами — служит для соединения фонтанной арматуры с трубопроводом, по которому продукция скважины поступает на групповую замерную установку (ГЗУ). Простейшая схема манифольда крестовой фонтанной арматуры показана на рис. 7.24. Она предусматривает наличие двух практически идентичных обвязок (рабочая и резервная), в каждой из которых есть регулируемый штуцер 1, вентили 2 для отбора проб жидкости и газа, запорное устройство 3 для сброса продукции на факел или в земляной амбар и предохранительный клапан 6. Элементы схемы собираются в одно целое с помощью фланцевых соединений 7. Узлы, очерченные четырехугольниками (№№ 1, 2, 3), собираются на заводе.

Оборудование устья штанговой насосной скважины включает (рис. 7.25) колонный фланец 1, планшайбу 2 с подвешенными к ней насосно-компрессорными трубами 3. В верхнюю муфту 4 труб ввинчивают тройник 5 для отвода нефти (в горизонтальной плоскости), а также для вывода наружу устьевого штока 7, связывающего через канатную подвеску насосные штанги с головкой балансира станка-качалки. Место выхода устьевого штока из тройника герметизировано с помощью сальника 6, набивку которого уплотняют крышкой 8 и пружиной.

В планшайбе предусмотрены специальные отверстия для спуска в скважину скважинных приборов, выполнения ремонтных работ и технологических операций.

Жидкость, подаваемая насосом, направляется через боковой отвод тройника 5 в выкидную линию и далее в замерную или газосепарационную установку.

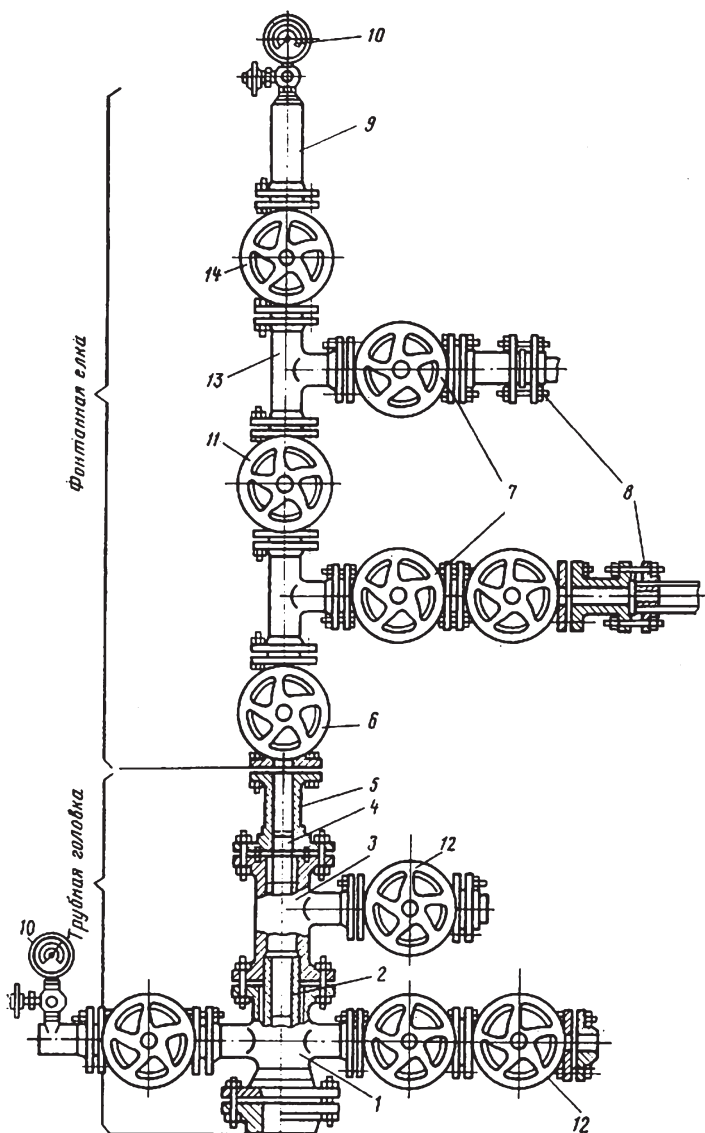


Рис. 7.23. Фонтанная арматура тройниковая:

- 1 – крестовик; 2, 4 – переводные втулки; 3 – тройник;
- 5 – переводная катушка; 6 – центральная задвижка;
- 7 – задвижки; 8 – штуцеры; 9 – буферная заглушка;
- 10 – манометр; 11 – промежуточная задвижка;
- 12 – задвижка; 13 – тройники; 14 – буферная задвижка

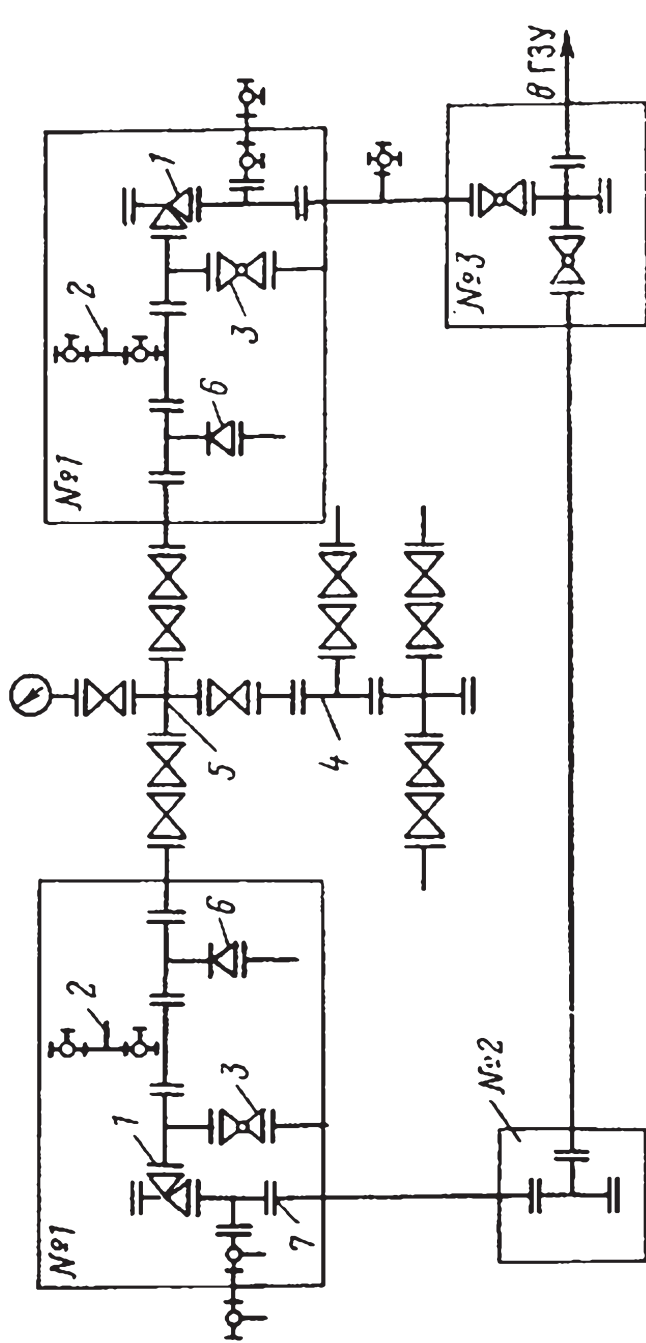


Рис. 7.24. Схема обвязки крестовой фонтанной арматуры:

1 — регулируемый штуцер; 2 — вентили; 3 — запорное устройство для сброса продукции на факел или в земляной амбар;
 4 — тройник; 5 — крестовина; 6 — предохранительный клапан; 7 — фланцевое соединение;
 ГЗУ — грушковая замерная установка

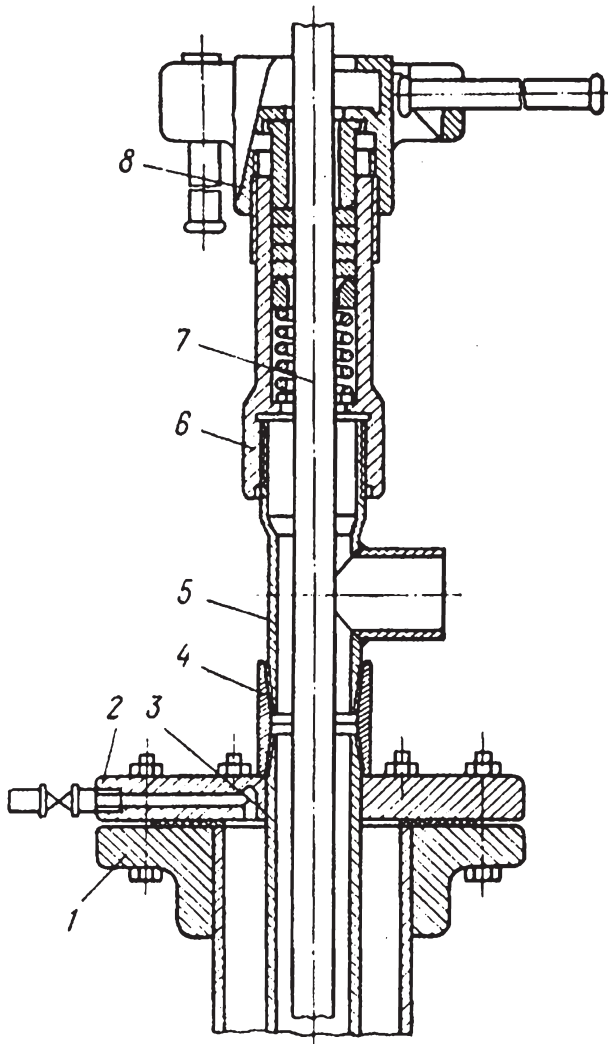


Рис. 7.25. Оборудование устья скважины,
эксплуатируемой погружным штанговым насосом:
1 – колонный фланец; 2 – планшайба;
3 – насосно-компрессорные трубы; 4 – верхняя муфта;
5 – тройник; 6 – сальник; 7 – устьевой шток; 8 – крышка

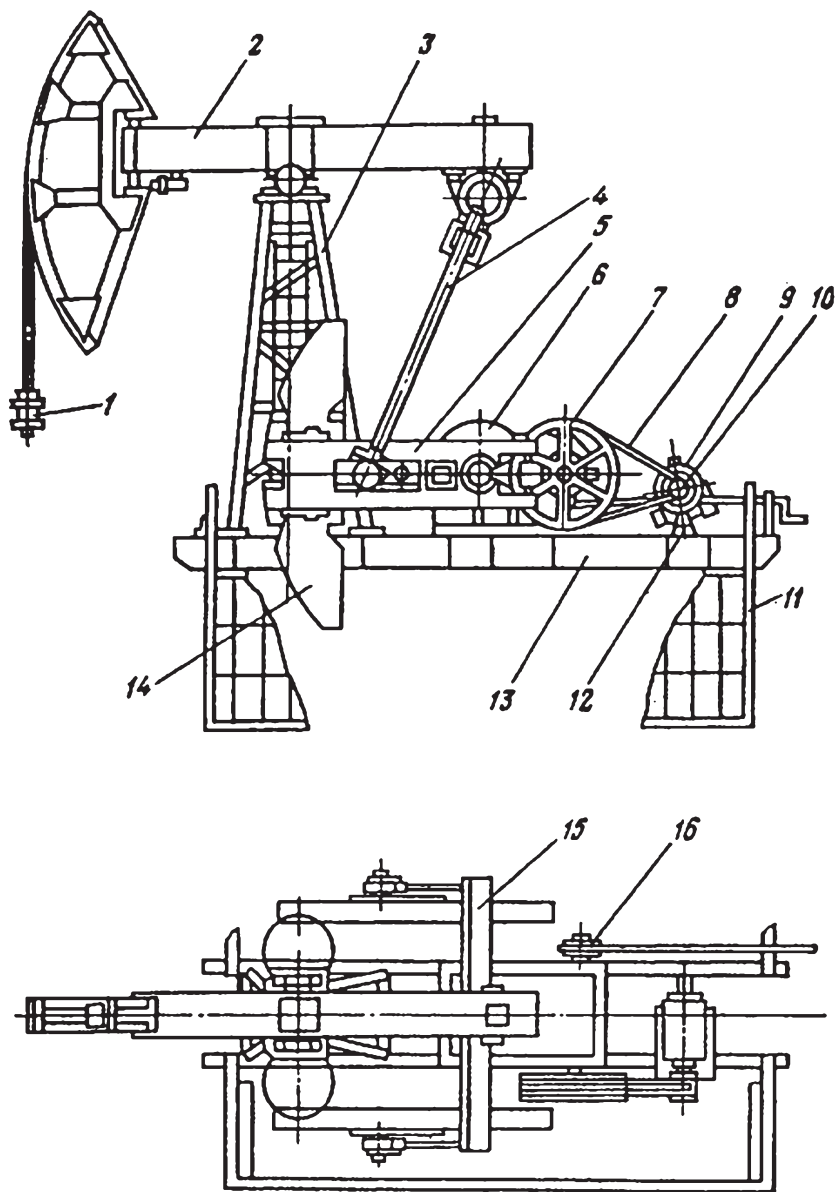


Рис. 7.26. Станок-качалка типа СКД:
 1—подвеска устьевого штока; 2—балансир с опорой; 3—стойка; 4—шатун;
 5—кривошип; 6—редуктор; 7—ведомый шкив; 8—ремень; 9—электро-
 двигатель; 10—ведущий шкив; 11—ограждение; 12—поворотная плита;
 13—рама; 14—противовес; 15—траверса; 16—тормоз

Станок-качалка — это балансирующий индивидуальный механический привод штангового скважинного насоса. Его основными узлами являются (рис. 7.26) рама 13, стойка 3 в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансиры 2 с поворотной головкой, траверса 15 с шатунами 4, шарнирно подвешенная к балансиру, редуктор 6 с кривошипами 5 и противовесами 14. Для обеспечения возможности изменения числа качаний станки-качалки комплектуются набором сменных шкивов 7, 10.

Станки-качалки выпускаются в двух исполнениях: СК и СКД, различающихся рядом конструктивных деталей. В шифре их типоразмера указываются важнейшие характеристики привода насоса. Например, обозначение СКЗ-1,2-630 означает: СК — вариант исполнения; 3 — грузоподъемность в тоннах; 1,2 — максимальная длина хода головки балансира в метрах; 630 — наибольший крутящий момент на валу редуктора в кг·м. Сведения о типоразмерах станков-качалок приведены в табл. 7.5.

Таблица 7.5 — Основные характеристики станков-качалок

Типоразмер станка-качалки	Длина хода, м	Глубина спуска (м)/подача (м ³ /сут) при диаметре насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	93
СКЗ-1,2-630	0,6	<u>1160</u> 4,4	<u>1070</u> 5,4	<u>950</u> 7,1	<u>830</u> 9	<u>635</u> 15,2	<u>440</u> 26,9	—
	1,2	<u>1050</u> 10	<u>950</u> 14	<u>840</u> 19,3	<u>740</u> 24,4	<u>570</u> 40,3	<u>400</u> 64,2	—
		1,3	<u>1490</u> 9	<u>1400</u> 11,3	<u>1270</u> 15	<u>1130</u> 19	<u>900</u> 30,2	<u>700</u> 48,8
СК5-3-2500	3	<u>1255</u> 23,7	<u>1160</u> 30,3	<u>1005</u> 42,3	<u>870</u> 54	<u>700</u> 87,1	<u>550</u> 134,5	<u>345</u> 256,5
		0,9	<u>1895</u> 6	<u>1715</u> 7	<u>1445</u> 10,2	<u>1300</u> 12,5	<u>1030</u> 14,7	<u>870</u> 26,3
	2,1	<u>1600</u> 19	<u>1500</u> 24	<u>1360</u> 32	<u>1200</u> 40,4	<u>910</u> 65	<u>670</u> 103,2	<u>420</u> 204
СК12-2,5-4000	1,2	<u>2340</u> 5,2	<u>2050</u> 7,6	<u>1740</u> 10,2	<u>1560</u> 12,7	<u>1250</u> 20	<u>1110</u> 30,6	<u>840</u> 55,3
	2,5	<u>3410</u> 18,3	<u>2990</u> 20	<u>2600</u> 25,4	<u>2260</u> 30,2	<u>1210</u> 60	<u>840</u> 104	<u>560</u> 200
		1,8	<u>2305</u> 12	<u>2235</u> 14	<u>1960</u> 18	<u>1750</u> 22,3	<u>1370</u> 36	<u>985</u> 65,5
СК8-3,5-4000	3,5	<u>1620</u> 28	<u>1445</u> 35,2	<u>1240</u> 49,2	<u>1060</u> 62,5	<u>825</u> 101,4	<u>620</u> 158	<u>420</u> 297,7
		1,8	<u>2305</u> 12	<u>2235</u> 14	<u>1960</u> 18	<u>1750</u> 22,3	<u>1370</u> 36	<u>985</u> 65,5
	3,5	<u>1970</u> 27,5	<u>1900</u> 34,6	<u>1670</u> 46,8	<u>1445</u> 59,6	<u>1075</u> 96,4	<u>815</u> 153,3	<u>550</u> 288,4
СК10-3-5600	1,5	<u>2610</u> 8,3	<u>2290</u> 10,1	<u>1950</u> 13,3	<u>1750</u> 16,3	<u>1400</u> 25,4	<u>1240</u> 38,6	<u>850</u> 81
	3	<u>2590</u> 22,6	<u>2450</u> 28	<u>2290</u> 35,5	<u>2000</u> 43,5	<u>1380</u> 74,8	<u>930</u> 125,5	<u>605</u> 239,3
		0,9	<u>1166</u> 7,5	<u>1078</u> 9,4	<u>870</u> 13,5	<u>754</u> 17,3	<u>570</u> 29,2	<u>427</u> 46,3
СКДЗ-1,5-710	1,5	<u>1022</u> 14,2	<u>906</u> 18,3	<u>727</u> 25,7	<u>598</u> 33,1	<u>437</u> 54,8	<u>313</u> 84,9	—

Продолжение таблицы 7.5

Типоразмер станка-качалки	Длина хода, м	Глубина спуска (м)/подача (м ³ /сут) при диаметре насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	93
СКД4-2,1-1400	0,9	1484	1372	1209	1045	783	583	334
		6,7	8,2	10,6	13,8	24,4	40,5	87,6
	2,1	1264	1127	919	780	567	408	235
20,3		25,8	36,1	46,1	76,2	118,2	225,8	
СКД6-2,5-2800	0,9	1810	1676	1369	1145	1065	751	490
		5,2	6,6	8,8	11,0	17,7	35,7	72,5
	2,5	1804	1490	1453	1251	857	609	386
22,0		28,5	37,0	48,0	82,1	129,7	245,5	
СКД8-3-4000	1,6	2187	2064	1867	1346	1600	976	637
		10,2	12,3	15,5	25,0	32,0	55,9	112,2
	3	1956	1843	1661	1176	980	750	469
23,1		29,1	39,3	53,7	87,2	131,0	249,6	
СКД10-3,5-5600	1,8	2788	2552	2172	1694	1872	1230	796
		11,5	13,4	17,3	27,5	35,4	57,7	120
	3,5	2446	2305	2041	1389	1106	860	544
27,5		34	45,3	62,7	101,9	151,8	288,9	
СКД12-3-5600	1,6	2689	2363	2011	1997	1733	1291	971
		9,1	11	14,3	19,1	29,4	41,5	74,4
	3	3161	2989	2691	1808	1377	1028	644
22,7		26,6	32,5	50,3	82,4	122,0	236,6	

Оборудование устья скважин, эксплуатируемых глубинными центробежными и винтовыми насосами, идентично. Оно изображено на рис. 7.27. Крестовина 1 навинчивается на ответную муфту колонной головки и имеет боковые задвижки. Насосный агрегат на НКТ подвешивают на специальной разъемной эксцентричной планшайбе 5, имеющей отверстие для кабеля 4. Места ввода кабеля и НКТ уплотняются разъемным корпусом 2 и резиновым уплотнителем 3, который поджимается разъемным фланцем. Межтрубное пространство соединено с выкидной линией 6, на которой установлен обратный клапан 7 для отвода газа при работе скважины. Задвижка 8 позволяет спускать в скважину различные измерительные приборы и механические скребки для очистки подъемных труб от парафина. Для этого на тройнике устанавливают специальный лубрикатор. Задвижка 9, установленная на выкиде устьевого арматуры, служит для регулирования режима работы скважины. Давления на выкиде и в межтрубном пространстве замеряются манометрами 10, 11.

Одновременная раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной

Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин. Кроме того, не всегда в пластах содержатся рентабельные для извлечения самостоятельной сеткой скважин запасы нефти и газа. Уменьшить затраты на

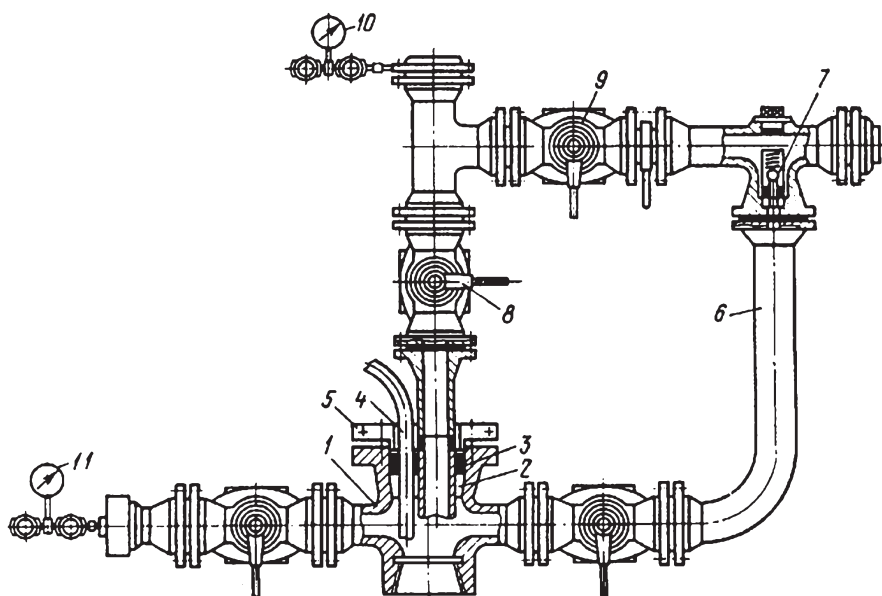


Рис. 7.27. Оборудование устья скважины, эксплуатируемой глубинными центробежными или винтовыми насосами:

- 1 — крестовина; 2 — разъемный корпус; 3 — резиновый уплотнитель;
- 4 — кабель; 5 — эксцентричная планшайба; 6 — выкидная линия;
- 7 — обратный клапан; 8, 9 — задвижка; 10, 11 — манометр

бурение скважин и сделать рентабельной добычу нефти и газа из пластов с небольшими запасами позволяет одновременная раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной (ОРЭ).

Метод ОРЭ заключается в том, что пласты в скважине разобщаются с помощью специальных устройств (пакеров) и для каждого пласта создаются отдельные каналы для выхода продукции на поверхность, снабженные соответствующим оборудованием.

Принципиальные схемы ОРЭ приведены на рис. 7.28 (насосное оборудование, фильтры, якоря условно не показаны). При одновременной эксплуатации двух пластов с одним пакером (рис. 7.28а) продукция нижнего пласта отводится по подъемной трубе, нижнего — по межтрубному пространству. В случае одновременной эксплуатации трех пластов с двумя пакерами (рис. 7.28б) используются две подъемные трубы, а с тремя пакерами (рис. 7.28в) — три трубы. Раздельная эксплуатация трех пластов одновременно возможна только в наиболее простых случаях и поэтому применяется очень редко.

Продукция разных пластов доставляется на поверхность раздельно, что позволяет не смешивать разносортные (например, высокосернистые

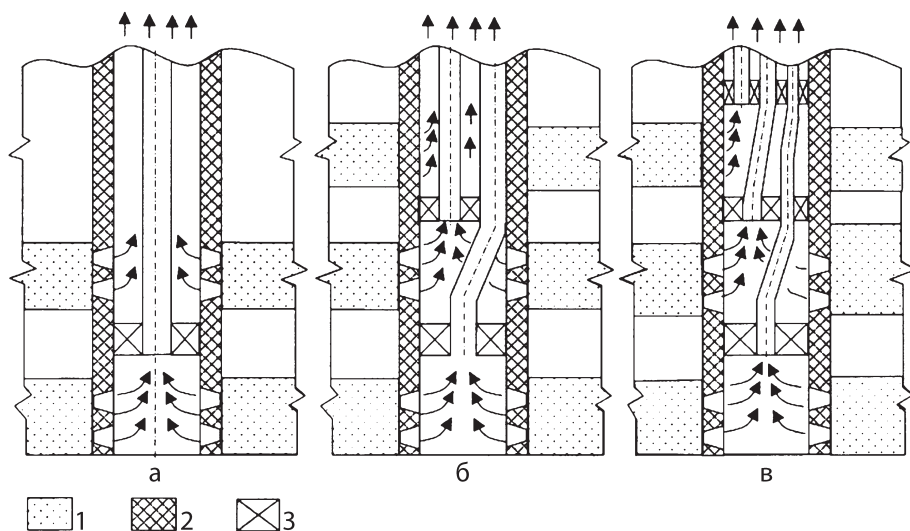


Рис. 7.28. Принципиальные схемы ОРЭ:

- а) эксплуатация двух пластов с одним пакером;
 - б) эксплуатация трех пластов с двумя пакерами;
 - в) эксплуатация трех пластов с тремя пакерами;
- 1 – продуктивный пласт; 2 – цементный камень; 3 – пакер

и малосернистые) нефти. Более того, одновременно можно добывать из одного пласта нефть, а из другого – газ. Различными могут быть и способы эксплуатации разных пластов. Согласно принятой терминологии, принято для краткости именовать ту или иную технологическую схему совместной эксплуатации названием способа эксплуатации сначала нижнего, а затем верхнего пласта. Например, схема насос-фонтан означает, что нижний пласт эксплуатируется насосным способом, а верхний – фонтанным.

Возможности раздельной эксплуатации пластов через одну скважину существенно зависят от диаметра эксплуатационной колонны. Если он мал (меньше 168 мм), то диаметры подъемных труб невелики и их гидравлическое сопротивление является повышенным, что отрицательно сказывается на дебите скважин.

7.6. Системы сбора нефти на промыслах

В настоящее время известны следующие системы промыслового сбора: самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная.

При **самотечной двухтрубной системе сбора** (рис. 7.29) продукция скважин сначала разделяется при давлении 0,6 МПа. Выделяющийся при этом газ под собственным давлением транспортируется до компрессорной станции или сразу на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), если он расположен поблизости. Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации. Выделившийся здесь газ используется на собственные нужды. Нефть с водой самотеком (за счет разности нивелирных высот) поступает в резервуары участкового сборного пункта, откуда подается насосом в резервуары центрального сборного пункта (ЦСП).

За счет самотечного движения жидкости уменьшаются затраты электроэнергии на ее транспортировку. Однако данная система сбора имеет ряд существенных недостатков:

- при увеличении дебита скважин или вязкости жидкости (за счет увеличения обводненности, например) система требует реконструкции;
- для предотвращения образования газовых скоплений в трубопроводах требуется глубокая дегазация нефти;
- из-за низких скоростей движения возможно запарафинивание трубопроводов, приводящее к снижению их пропускной способности;
- из-за негерметичности резервуаров и трудностей с использованием газов 2-й ступени сепарации потери углеводородов при данной системе сбора достигают 2...3% от общей добычи нефти.

По этим причинам самотечная двухтрубная система сбора в настоящее время существует только на старых промыслах.

Высоконапорная однострунная система сбора (рис. 7.30) предложена в Грозненском нефтяном институте. Ее отличительной особенностью является совместный транспорт продукции скважин на расстояние в несколько десятков километров за счет высоких (до 6...7 МПа) устьевых давлений.

Применение высоконапорной однострунной системы позволяет отказаться от сооружения участковых сборных пунктов и перенести операции по сепарации нефти на центральные сборные пункты. Благодаря этому достигается максимальная концентрация технологического оборудования, укрупнение и централизация сборных пунктов, сокращается металлоемкость нефтегазосборной сети, исключается необходимость строительства насосных и компрессорных станций на территории промысла, обеспечи-

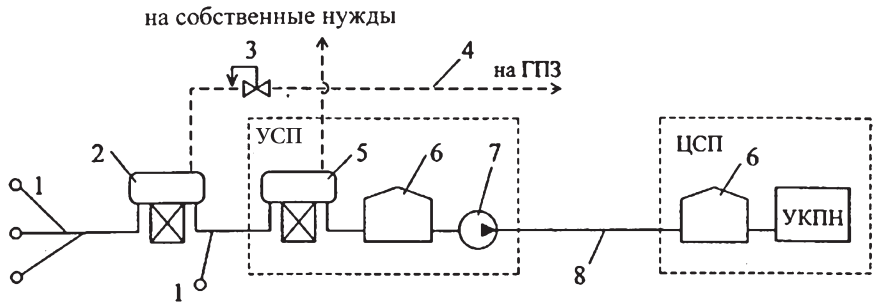


Рис. 7.29. Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора:
 1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления типа «до себя»; 4 – газопровод; 5 – сепаратор 2-й ступени; 6 – резервуары; 7 – насос; 8 – нефтепровод; УСП – участковый сборный пункт; ЦСП – центральный сборный пункт

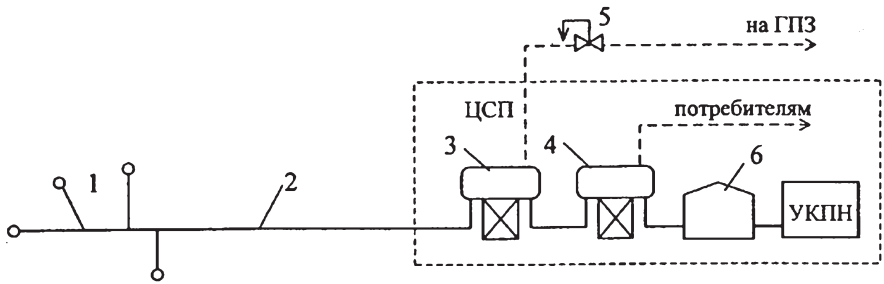


Рис. 7.30. Принципиальная схема высоконапорной однострунной системы сбора:
 1 – скважины; 2 – нефтегазопровод; 3 – сепаратор 1-й ступени; 4 – сепаратор 2-й ступени; 5 – регулятор давления; 6 – резервуары

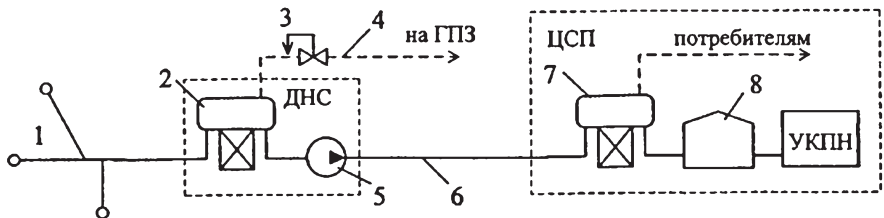


Рис. 7.31. Принципиальная схема напорной системы сбора:
 1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления типа «до себя»; 4 – газопровод; 5 – насосы; 6 – нефюривид, 7 – сепаратор 2-й ступени; 8 – резервуар; ДНС – дожимная насосная станция

вается возможность утилизации попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

Недостатком системы является то, что из-за высокого содержания газа в смеси (до 90% по объему) в нефтегазосборном трубопроводе имеют место значительные пульсации давления и массового расхода жидкости и газа. Это нарушает устойчивость трубопроводов, вызывает их разрушение из-за большого числа циклов нагружения и разгрузки металла труб, отрицательно влияет на работу сепараторов и контрольно-измерительной аппаратуры.

Высоконапорная однетрубная система сбора может быть применена только на месторождениях с высокими пластовыми давлениями.

Напорная система сбора (рис. 7.31), разработанная институтом Гипростокнефть, предусматривает однетрубный транспорт нефти и газа на участковые сепарационные установки, расположенные на расстоянии до 7 км от скважин, и транспорт газонасыщенных нефтей в однофазном состоянии до ЦСП на расстояние 100 км и более.

Продукция скважин подается сначала на площадку дожимной насосной станции (ДНС), где при давлении 0,6...0,8 МПа в сепараторах 1-й степени происходит отделение части газа, транспортируемого затем на ГПЗ бескомпрессорным способом. Затем нефть с оставшимся растворенным газом центробежными насосами перекачивается на площадку центрального пункта сбора, где в сепараторах 2-й степени происходит окончательное отделение газа. Выделившийся здесь газ после подготовки компрессорами подается на ГПЗ, а дегазированная нефть самотеком (высота установки сепараторов 2-й степени 10...12 м) в сырьевые резервуары.

Применение напорной системы сбора позволяет:

- сконцентрировать на ЦСП оборудование по подготовке нефти, газа и воды для группы промыслов, расположенных в радиусе 100 км;
- применять для этих целей более высокопроизводительное оборудование, уменьшив металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы;
- снизить капиталовложения и металлоемкость системы сбора, благодаря отказу от строительства на территории промысла компрессорных станций и газопроводов для транспортировки нефтяного газа низкого давления;
- увеличить пропускную способность нефтепроводов и уменьшить затраты мощности на перекачку вследствие уменьшения вязкости нефти, содержащей растворенный газ.

Недостатком напорной системы сбора являются большие эксплуатационные расходы на совместное транспортирование нефти и воды с месторождений до ЦСП и, соответственно, большой расход энергии и труб на сооружение системы обратного транспортирования очищенной плас-

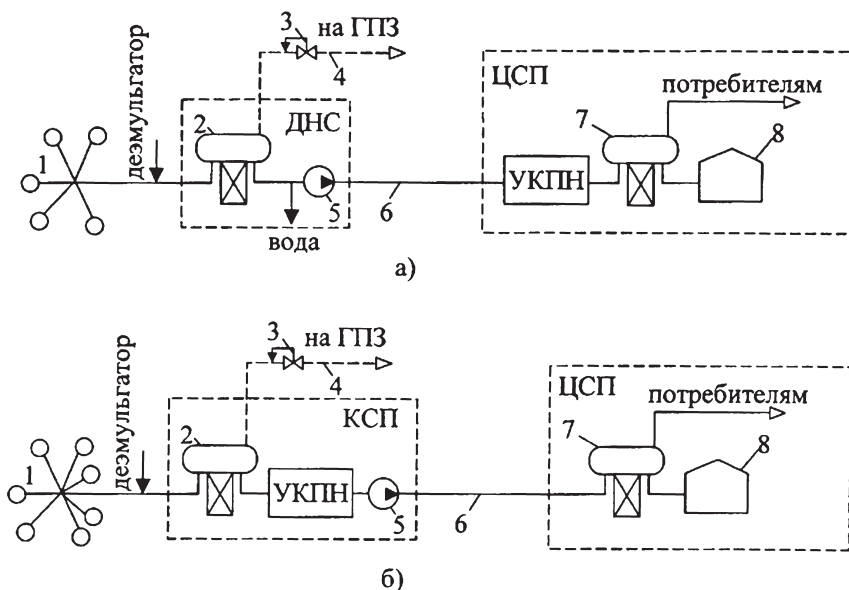


Рис. 7.32. Принципиальные схемы современных систем сбора:
 а) с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на ЦСП;
 б) с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на КСП;
 (обозначения см. на рис. 7.31)

товой воды до месторождений для использования ее в системе поддержания пластового давления.

В настоящее время в развитых нефтедобывающих регионах применяют системы сбора, лишенные указанных недостатков.

Система, изображенная на рис. 7.32 а, отличается от традиционной напорной тем, что еще перед сепаратором первой ступени в поток вводят реагент деэмульгатор, разрушающий водонефтяную эмульсию. Это позволяет отделить основное количество воды от продукции скважин на ДНС. На центральном же сборном пункте установка комплексной подготовки нефти расположена перед сепаратором второй ступени. Это связано с тем, что нефть, содержащая растворенный газ, имеет меньшую вязкость, что обеспечивает более полное отделение воды от нее.

Особенностью схемы, изображенной на рис. 7.32 б, является то, что установка комплексной подготовки нефти перенесена ближе к скважинам. ДНС, на которой размещается УКПН, называется комплексным сборным пунктом.

Последняя схема применяется при большом числе скважин, подключенных к КСП.

7.7. Промысловая подготовка нефти

Из нефтяных скважин в общем случае извлекается сложная смесь, состоящая из нефти, попутного нефтяного газа, воды и мехпримесей (песка, окалины и проч.). В таком виде транспортировать продукцию нефтяных скважин по магистральным нефтепроводам нельзя. Во-первых, вода — это балласт, перекачка которого не приносит прибыли. Во-вторых, при совместном течении нефти, газа и воды имеют место значительно большие потери давления на преодоление сил трения, чем при перекачке одной нефти. Кроме того, велико сопротивление, создаваемое газовыми шапками, защемленными в вершинах профиля и скоплений воды в пониженных точках трассы. В-третьих, минерализованная пластовая вода вызывает ускоренную коррозию трубопроводов и резервуаров, а частицы мехпримесей — абразивный износ оборудования.

Целью промысловой подготовки нефти является ее дегазация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация.

Дегазация Дегазация нефти осуществляется с целью отделения газа от нефти. Аппарат, в котором это происходит, называется **сепаратором**, а сам процесс разделения — **сепарацией**.

Процесс сепарации осуществляется в несколько этапов (ступеней). Чем больше ступеней сепарации, тем больше выход дегазированной нефти из одного и того же количества пластовой жидкости. Однако при этом увеличиваются капиталовложения в сепараторы. В связи с вышесказанным число ступеней сепарации ограничивают двумя-тремя.

Сепараторы бывают вертикальные, горизонтальные и гидроциклонные.

Вертикальный сепаратор представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженный патрубками для ввода газожидкостной смеси и вывода жидкой и газовой фаз, предохранительной и регулирующей арматурой, а также специальными устройствами, обеспечивающими разделение жидкости и газа.

Вертикальный сепаратор работает следующим образом (см. рис. 7.33). Газонефтяная смесь под давлением поступает в сепаратор по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2 со щелевым выходом. Регулятором давления 3 в сепараторе поддерживается определенное давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси. За счет уменьшения давления из смеси в сепараторе выделяется растворенный газ. Поскольку этот процесс не является мгновенным, время пребывания смеси в сепараторе стремятся увеличить за счет установки наклонных полок 6, по которым она стекает в нижнюю часть аппарата. Выделяющийся газ поднимается вверх. Здесь он проходит через жалюзийный каплеуловитель 4, слу-

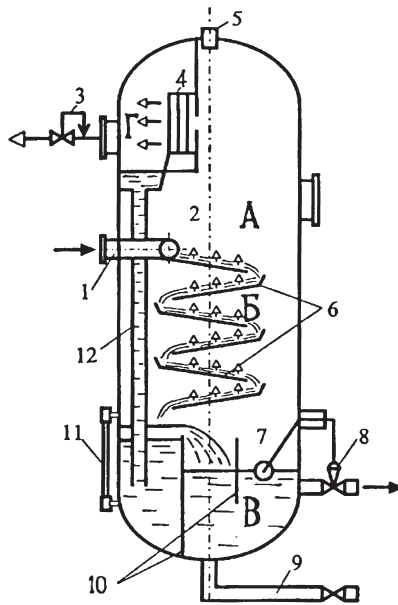


Рис. 7.33. Вертикальный сепаратор;

А—основная сепарационная секция; **Б**—осадительная секция; **В**—секция сбора нефти; **Г**—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

жащий для отделения капель нефти, и далее направляется в газопровод. Уловленная нефть по дренажной трубе 12 стекает вниз.

Контроль за уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Шлам (песок, окалина и т. п.) из аппарата удаляется по трубопроводу 9.

Достоинствами вертикальных сепараторов являются относительная простота регулирования уровня жидкости, а также очистки от отложений парафина и механических примесей. Они занимают относительно небольшую площадь, что особенно важно в условиях морских промыслов, где промысловое оборудование монтируется на платформах или эстакадах. Однако вертикальные сепараторы имеют и существенные недостатки: меньшую производительность по сравнению с горизонтальными при одном и том же диаметре аппарата; меньшую эффективность сепарации.

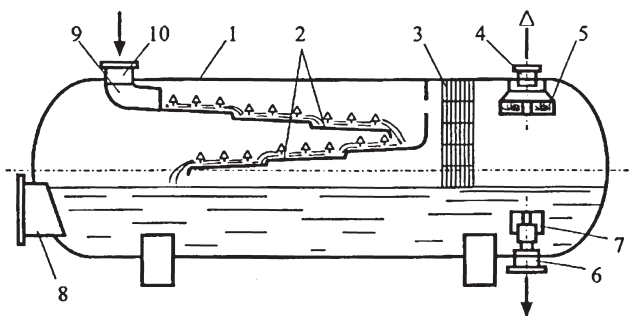


Рис. 7.34. Горизонтальный газонефтяной сепаратор:
 1—технологическая емкость; 2—наклонные желоба; 3—пеногаситель;
 4—выход газа; 5—влагоотделитель; 6—выход нефти; 7—устройство для предотвращения образования воронок; 8—люк-лаз; 9—распределительное устройство; 10—ввод продукции

Горизонтальный газонефтяной сепаратор (рис. 7.34) состоит из технологической емкости 1, внутри которой расположены две наклонные полки 2, пеногаситель 3, влагоотделитель 5 и устройство 7 для предотвращения образования воронок при дренаже нефти. Технологическая емкость снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа 4 и нефти 6 и люк-лазом 8. Наклонные полки выполнены в виде желобов с отбортовкой не менее 150 мм. В месте ввода газонефтяной смеси в сепаратор смонтировано распределительное устройство 9.

Сепаратор работает следующим образом. Газонефтяная смесь через патрубок 10 и распределительное устройство 9 поступает на полки 2 и по ним стекает в нижнюю часть технологической емкости. Стекая по наклонным полкам, нефть освобождается от пузырьков газа. Выделившийся из нефти газ проходит пеногаситель 3, где разрушается пена, и влагоотделитель 5, где очищается от капель нефти, и через штуцер выхода газа 4 отводится из аппарата. Дегазированная нефть накапливается в нижней части технологической емкости и отводится из аппарата через штуцер 6.

Для повышения эффективности сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства. Горизонтальный газонефтяной сепаратор **гидроциклонного типа** (рис. 7.35) состоит из технологической емкости 1 и нескольких одноточных гидроциклонов 2. Конструктивно одноточный циклон представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с тангенциальным вводом газонефтяной смеси, внутри которого расположены направляющий патрубок 3 и секция перетока 4. В одноточном гидроциклоне смесь совершает одновременно вращательное движение вокруг направляющего патрубка и нисходящее движение, образуя нисходящий вихрь. Нефть под действием центробежной силы прижимается к стенке циклона, а выделившийся и очищенный

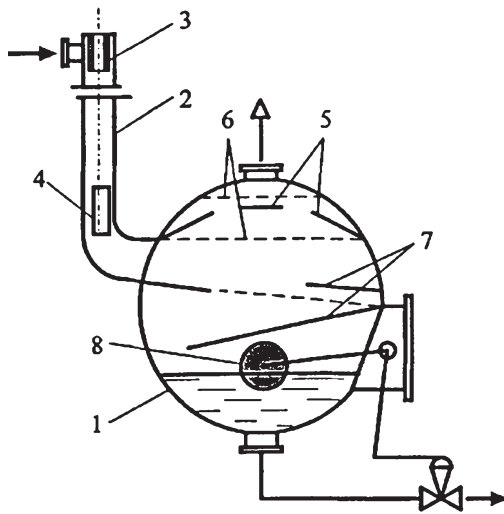


Рис. 7.35. Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа:
 1 — емкость; 2 — одноточный гидроциклон; 3 — направляющий патрубок;
 4 — секция перегородки; 5 — каплеотбойник; 6 — распределительные решетки;
 7 — наклонные полки; 8 — регулятор уровня

от капель жидкости газ движется в центре его. В секции перегородки нефть и газ меняют направление движения с вертикального на горизонтальное и поступают раздельно в технологическую емкость. Далее газовый поток проходит каплеотбойник 5, распределительные решетки 6 и выходит из сепаратора. Нефть по наклонным полкам 7 стекает в нижнюю часть емкости. Ее уровень поддерживается с помощью регулятора 8.

Обезвоживание При извлечении из пласта, движении по насосно-компрессорным трубам в стволе скважины, а также по промысловым трубопроводам смеси нефти и воды, образуется **водонефтяная эмульсия** — механическая смесь нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии жидкостей.

В эмульсиях принято различать дисперсионную (внешнюю, сплошную) среду и дисперсную (внутреннюю, разобленную) фазу. По характеру дисперсионной среды и дисперсной фазы различают два типа эмульсий: «нефть в воде» и «вода в нефти». Тип образующейся эмульсии, в основном, зависит от соотношения объемов фаз, а также от температуры, поверхностного натяжения на границе «нефть-вода» и др.

Одной из важнейших характеристик эмульсий является диаметр капель дисперсной фазы, так как от него зависит скорость их осаждения.

Для разрушения эмульсий применяются следующие методы:

- гравитационное холодное разделение;
- внутритрубная деэмульсация;
- термическое воздействие;
- термохимическое воздействие;
- электрическое воздействие;
- фильтрация;
- разделение в поле центробежных сил.

Гравитационное холодное разделение применяется при высоком содержании воды в пластовой жидкости. Отстаивание производится в отстойниках периодического и непрерывного действия.

В качестве **отстойников периодического действия** обычно используются сырьевые резервуары, аналогичные резервуарам для хранения нефти. После заполнения таких резервуаров сырой нефтью вода осажается в их нижнюю часть.

В **отстойниках непрерывного действия** отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник. Принципиальная схема отстойника непрерывного действия приведена на рис. 7.36.

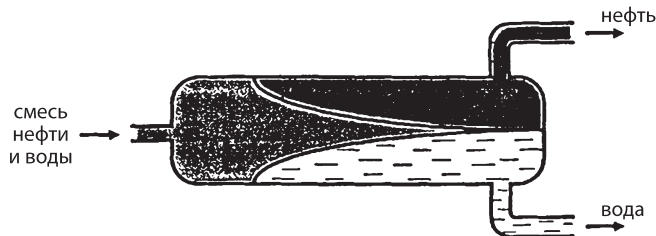


Рис. 7.36. Принципиальная схема отстойника непрерывного действия

Длина отстойника определяется из условия, что от нефти должны отделиться капли заданного размера.

Сущность метода **внутритрубной деэмульсации** заключается в том, что в смесь нефти и воды добавляется специальное вещество — **деэмульгатор** в количестве 15...20 г на тонну эмульсии. Деэмульгатор разрушает бронирующую оболочку на поверхности капель воды и обеспечивает тем самым условия для их слияния при столкновениях. В последующем эти укрупнившиеся капельки относительно легко отделяются в отстойниках за счет разности плотностей фаз.

Термическое воздействие заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают. При нагревании, с одной стороны, уменьшается прочность бронирующих оболочек на по-

верхности капель, а значит, облегчается их слияние, с другой стороны, уменьшается вязкость нефти, в которой оседают капли, а это увеличивает скорость разделения эмульсии.

Нагревают эмульсию в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах до температуры 45...80 °С.

Термохимический метод заключается в сочетании термического воздействия и внутритрубной деэмульсации.

Электрическое воздействие на эмульсии производится в аппаратах, которые называются **электродегидраторами**. Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды. В результате капельки притягиваются друг к другу и сливаются. Затем они оседают на дно емкости.

Фильтрация применяется для разрушения нестойких эмульсий. В качестве материала фильтров используются вещества, не смачиваемые водой, но смачиваемые нефтью. Поэтому нефть проникает через фильтр, вода нет.

Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. В ротор по полюсу вала подается эмульсия. Здесь она под действием сил инерции разделяется, так как капли воды и нефти имеют различные плотности.

При обезвоживании содержание воды в нефти доводится до 1...2%.

Обессоливание Обессоливание нефти осуществляется смешением обезвоженной нефти с пресной водой, после чего полученную искусственную эмульсию вновь обезвоживают. Такая последовательность технологических операций объясняется тем, что даже в обезвоженной нефти остается некоторое количество воды, в которой и растворены соли. При смешении с пресной водой соли распределяются по всему ее объему и, следовательно, их средняя концентрация в воде уменьшается.

При обессоливании содержание солей в нефти доводится до величины менее 0,1%.

Стабилизация Под процессом **стабилизации** нефти понимается отделение от нее легких (пропан-бутановых и частично бензиновых) фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке.

Стабилизация нефти осуществляется методом горячей сепарации или методом ректификации. При **горячей сепарации** нефть сначала нагревают до температуры 40...80 °С, а затем подают в сепаратор. Выделяющиеся при этом легкие углеводороды отсасываются компрессором и направля-

ются в холодильную установку. Здесь тяжелые углеводороды конденсируются, а легкие собираются и закачиваются в газопровод.

При **ректификации** нефть подвергается нагреву в специальной стабилизационной колонне под давлением и при повышенных температурах (до 240 °С). Отделенные в стабилизационной колонне легкие фракции конденсируют и перекачивают на газофракционирующие установки или на ГПЗ для дальнейшей переработки.

К степени стабилизации товарной нефти предъявляются жесткие требования: давление упругости ее паров при 38 °С не должно превышать 0,066 МПа (500 мм рт. ст.).

7.8. Установка комплексной подготовки нефти

Процессы обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти осуществляются на установках комплексной подготовки нефти (УКПН). Принципиальная схема УКПН с ректификацией приведена на рис. 7.37.

Работает УКПН следующим образом. Холодная «сырая» нефть из резервуаров ЦСП насосом 1 через теплообменник 2 подается в отстойник 3 непрерывного действия. Здесь большая часть минерализованной воды оседает на дно аппарата и отводится для дальнейшей подготовки с целью закачки в пласт (III). Далее в поток вводится пресная вода (V), чтобы уменьшить концентрацию солей в оставшейся минерализованной воде. В электродегидраторе 4 производится окончательное отделение воды от нефти и обезвоженная нефть через теплообменник 5 поступает в стабилизационную колонну 6. За счет прокачки нефти из низа колонны через печь 10 насосом 11 ее температура доводится до 240 °С. При этом легкие фракции нефти испаряются, поднимаются в верхнюю часть колонны и далее поступают в конденсатор-холодильник 7. Здесь пропан-бутановые и пентановые фракции в основном конденсируются, образуя так называемую широкую фракцию, а несконденсировавшиеся компоненты отводятся для использования в качестве топлива. Широкая фракция откачивается насосом 9 на фракционирование, а частично используется для орошения в колонне 6. Стабильная нефть из низа колонны насосом 12 откачивается в товарные резервуары. На этом пути горячая стабильная нефть отдает часть своего тепла сырой нефти в теплообменниках 2, 5.

Нетрудно видеть, что в УКПН производятся обезвоживание, обессоливание и стабилизация нефти. Причем для обезвоживания используются одновременно подогрев, отстаивание и электрическое воздействие, т. е. сочетание сразу нескольких методов.

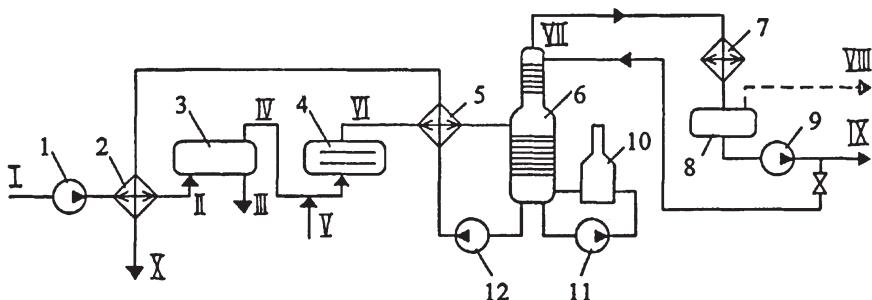


Рис. 7.37. Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти:
 1, 9, 11, 12 – насосы; 2, 5 – теплообменники; 3 – отстойник; 4 – электродегидратор; 6 – стабилизационная колонна; 7 – конденсатор-холодильник; 8 – емкость орошения; 10 – печь;
 I – холодная «сырая» нефть; II – подогретая «сырая» нефть;
 III – дренажная вода; IV – частично обезвоженная нефть; V – пресная вода;
 VI – обезвоженная и обессоленная нефть; VII – пары легких углеводородов;
 VIII – несконденсировавшиеся пары; IX – широкая фракция (сконденсировавшиеся пары); X – стабильная нефть

7.9. Системы промышленного сбора природного газа

Существующие системы промышленного сбора природного газа классифицируются:

- по степени централизации технологических объектов подготовки газа;
- по конфигурации трубопроводных коммуникаций;
- по рабочему давлению.

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора.

При индивидуальной системе сбора (рис. 7.38а) каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на центральный сборный пункт (ЦСП). Данная система применяется в начальный период разработки месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга. Недостатками индивидуальной системы являются:

1) рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу, а следовательно, сложности организации постоянного и высококвалифицированного обслуживания, автоматизации и контроля за работой этих объектов;

2) увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов и т. д.

При групповой системе сбора (рис. 7.38б) весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более). Групповые сборные пункты подключаются к промышленному сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

Групповые системы сбора получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, обслуживания и автоматизации, а в итоге — снизить затраты на обустройство месторождения.

При централизованной системе сбора (рис. 7.38в) газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение централизованных систем сбора позволяет осуществить еще большую концентрацию технологического оборудования, за счет применения более высокопроизводительных аппаратов уменьшить металлозатраты и капитальные вложения в подготовку газа.

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы. При **бесколлекторной системе сбора** газ (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям. В **коллекторных газосборных системах** отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП.

Различают линейные, лучевые и кольцевые коллекторные газосборные системы (рис. 7.39).

Линейная газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом (2...3) рядов скважин. **Лучевая** газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей. **Кольцевая** газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий перемычки. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора.

По рабочему давлению системы сбора газа делятся на вакуумные ($P < 0,1$ МПа), низкого давления ($0,1 < P < 0,6$ МПа), среднего давления ($0,6 < P < 1,6$ МПа) и высокого давления ($P > 1,6$ МПа).

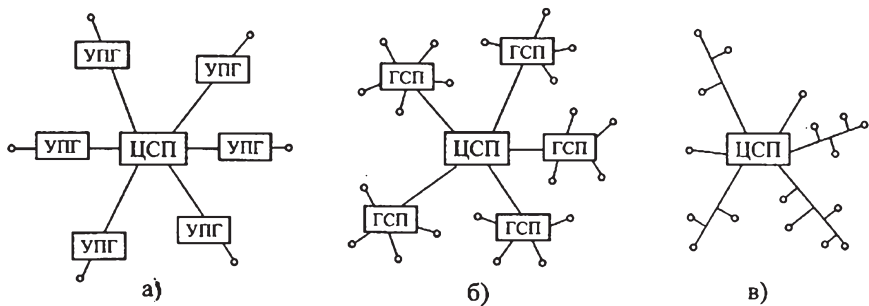


Рис. 7.38. Системы сбора газа на промыслах:
 а) индивидуальная; б) групповая; в) централизованная;
 УПГ – установка подготовки газа; ГСП – групповой сборный пункт;
 ЦСП – централизованный сборный пункт

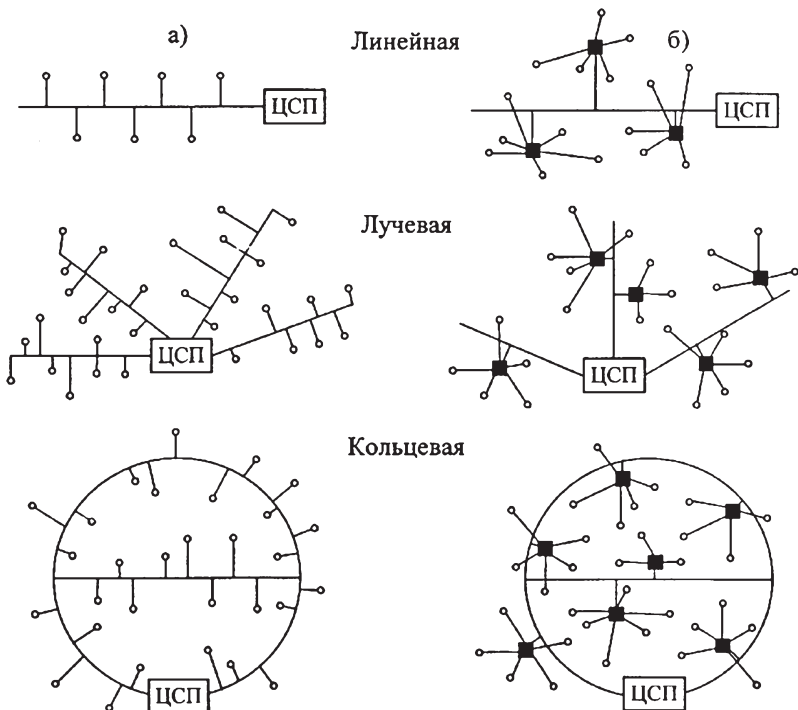


Рис. 7.39. Формы коллекторной газосборной сети:
 Подключение скважин: а) индивидуальное; б) групповое

7.10. Промысловая подготовка газа

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ. Присутствие в газе твердых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов. Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение. Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов — снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

Сероводород является вредной примесью. При содержании больше, чем 0,01 мг в 1 л воздуха рабочей зоны, он ядовит. А в присутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования.

Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования. Поэтому его целесообразно отделить на промыслах.

Задачами промысловой подготовки газа являются его очистка от мехпримесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа.

Очистка газа от механических примесей Для очистки газа от механических примесей используются аппараты, работающие на основе двух разных принципов: «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители) и «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители).

На рис. 7.40 представлена конструкция **вертикального масляного пылеуловителя**. Это вертикальный цилиндрический сосуд со сферическими днищами. Пылеуловитель состоит из трех секций: **промывочной** А (от нижнего днища до перегородки 5), в которой все время поддерживается постоянный уровень масла; **осадительной** Б (от перегородки 5 до перегородки 6), где газ освобождается от крупных частиц масла, и **отбойной** (скрубберной) секции В (от перегородки 6 до верхнего днища), где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.

Пылеуловитель работает следующим образом. Очищаемый газ входит в аппарат через патрубок 10. Натекая на козырек 9, он меняет направление своего движения. Крупные же частицы мехпримесей, пыли и жидкости по инерции продолжают двигаться горизонтально. При ударе о козырек их скорость гасится и под действием силы тяжести они выпадают в масло. Далее газ направляется в контактные трубки 4, нижний конец

которых расположен в 20...50 мм над поверхностью масла. При этом газ увлекает за собой масло в контактные трубки, где оно обволакивает взвешенные частицы пыли.

В осадительной секции скорость газа резко снижается. Выпадающие при этом крупные частицы пыли и жидкости по дренажным трубкам 11 стекают вниз. Наиболее легкие частицы из осадительной секции увлекаются газовым потоком в верхнюю скрубберную секцию В. Ее основной элемент – скруббер, состоящий из нескольких рядов перегородок 8, расположенных в шахматном порядке. Проходя через лабиринт перегородок, газ многократно меняет направление движения, а частицы масла по инерции ударяются о перегородки и стекают сначала на дно скрубберной секции, а затем по дренажным трубкам 11 в нижнюю часть пылеуловителя. Очищенный газ выходит из аппарата через газоотводящий патрубок 7.

Осевший на дно пылеуловителя шлам периодически (раз в 2...3 месяца) удаляют через люк 12. Загрязненное масло через трубку 1 сливают в отстойник. Взамен загрязненного в пылеуловитель по трубе 2 доливают очищенное масло. Контроль за его уровнем ведется по шкале указателя уровня 3.

Наряду с «мокрым» для очистки газов от твердой и жидкой взвеси применяют и «сухое» пылеулавливание. Наибольшее распространение получили циклонные пылеуловители.

Схема, поясняющая работу циклонного пылеуловителя, приведена на рис. 7.41. Газ входит в аппарат через патрубок 2 и попадает в батарею циклонов 3. Под действием центробежной силы твердые и жидкие частицы отбрасываются к периферии, затормаживаются о стенку циклона и выпадают в нижнюю часть аппарата, откуда выводятся через патрубок 6. А очищенный газ, изменяя направление движения, попадает в верхнюю часть аппарата, откуда выводится через патрубок 7.

В товарном газе содержание механических примесей не должно превышать 0,05 мг/м³.

Осушка газа Для осушки газа используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция.

Пока пластовое давление значительно больше давления в магистральном газопроводе, газ охлаждают, дросселируя излишнее давление. При этом газ расширяется и в соответствии с эффектом Джоуля-Томсона охлаждается.

Если пластовое давление понижено, то охлаждение газа производится на установках низкотемпературной сепарации. Эти установки очень сложны и дороги.

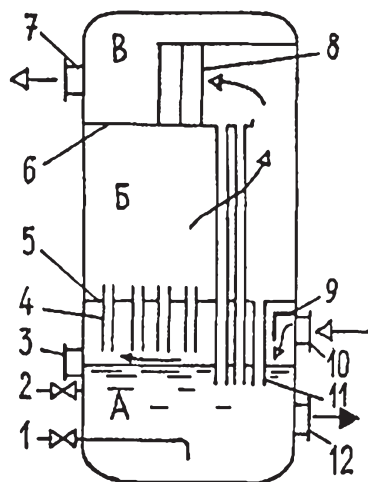


Рис. 7.40. Вертикальный масляный пылеуловитель:

1—трубка для слива загрязненного масла; 2—трубка для долива свежего масла; 3—указатель уровня; 4—контактные трубки; 5, 6—перегородки; 7—патрубок для вывода газа; 8—скруббер; 9—козырек; 10—патрубок для ввода газа; 11—дренажные трубки; 12—люк для удаления шлама

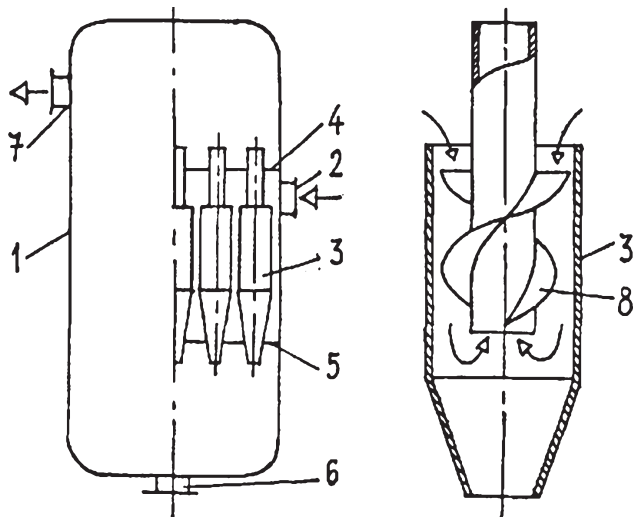


Рис. 7.41. Циклонный пылеуловитель:

1—корпус; 2—патрубок для ввода газа; 3—циклон; 4, 5—перегородки; 6—патрубок для удаления шлама; 7—патрубок для вывода газа; 8—винтовые лопасти

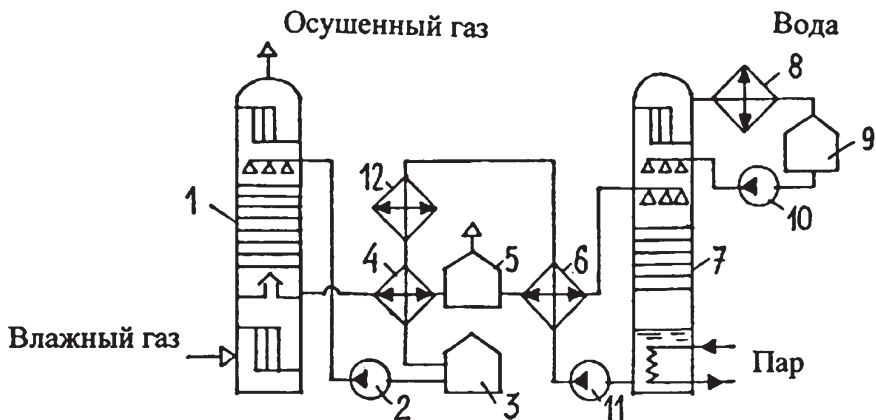


Рис. 7.42. Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции;
 1—абсорбер; 2, 10, 11—насосы; 3, 9—емкости; 4, 6—теплообменники;
 5—выветриватель; 7—десорбер; 8—конденсатор-холодильник;
 12—холодильник

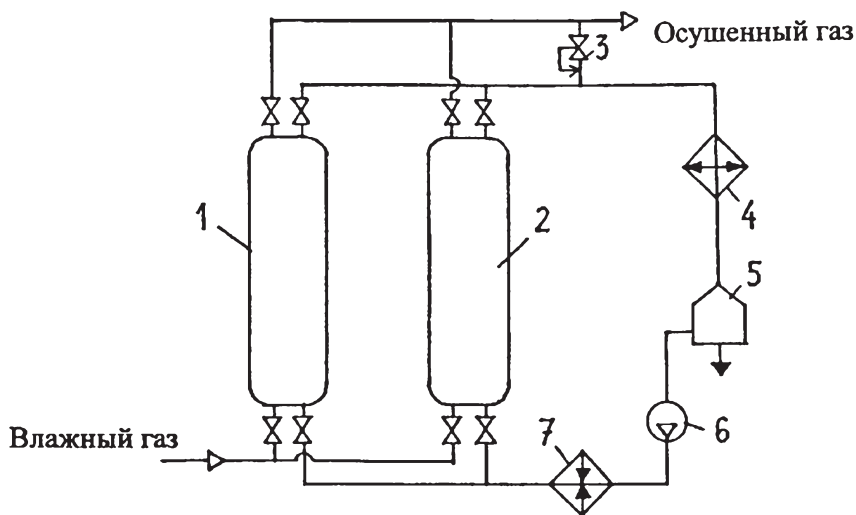


Рис. 7.43. Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции:
 1, 2—адсорберы; 3—регулятор давления типа «после себя»;
 4—холодильник; 5—емкость; 6—газодувка; 7—подогреватель газа

Технологическая схема **абсорбционной осушки газа** с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ) приведена на рис. 7.42.

Газ, требующий осушки, поступает в абсорбер 1. В нижней скрубберной секции он очищается от взвешенных капель жидкости и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу по тарелкам стекает концентрированный раствор ДЭГ, закачиваемый в абсорбер насосом 2 из емкости 3. Раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата.

Остальная часть технологической схемы служит для восстановления абсорбента. И использованный раствор ДЭГ, содержащий 2...2,5% воды, отбирается с нижней глухой тарелки абсорбера 1, подогревается в теплообменнике 4 встречным потоком регенерированного раствора и направляется в выветриватель 5, где освобождается от неконденсирующихся газов. Далее раствор снова подогревается в теплообменнике 6 и поступает в десорбер (выпарную колонну) 7. Выпарная колонна состоит из двух частей: собственно колонны тарельчатого типа, в которой из раствора ДЭГ, стекающего вниз, выпаривается влага встречным потоком острого водяного пара и паров ДЭГ (верхняя основная часть колонны), и кипятильника (нижняя часть колонны), где происходит нагревание раствора до температуры 150...160 °С и испарение воды. Водяной пар из десорбера поступает в конденсатор-холодильник 8, где он конденсируется и собирается в емкости 9. Часть полученной воды насосом 10 закачивается в верхнюю часть колонны, чтобы несколько снизить там температуру и уменьшить испарение, а соответственно, и унос ДЭГ. Регенерированный горячий раствор ДЭГ прокачивается через теплообменники 6 и 4, холодильник 12 и поступает в емкость 3.

Работа десорбера основана на различной температуре кипения воды и абсорбента: для ДЭГ она равна 244,5 °С, а для триэтиленгликоля (ТЭГ) 287,4 °С. Диэтиленгликоль понижает точку росы газа на 25...35 градусов, а триэтиленгликоль — на 40...45. Обе жидкости обладают малой вязкостью, неагрессивны в коррозионном отношении, очень слабо растворяют природные газы и имеют низкую упругость паров, что облегчает их регенерацию.

Недостатками абсорбционной осушки газа являются унос абсорбента и относительная сложность его регенерации.

Технологическая схема **осушки газа методом адсорбции** приведена на рис. 7.43. Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента — твердого вещества, поглощающего пары воды и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12...16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенера-

цию. Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180...200 °С. Далее он подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6...7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.

Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точки росы менее -30°C . В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и др.

Очистка газа от сероводорода

Очистка газа от сероводорода осуществляется методами адсорбции и абсорбции.

Принципиальная схема **очистки газа от H_2S методом адсорбции** аналогична схеме осушки газа адсорбционным методом. В качестве адсорбента используются гидрат окиси железа и активированный уголь.

Принципиальная схема **очистки газа от H_2S методом абсорбции** приведена на рис. 7.44. Очищаемый газ поступает в абсорбер 1 и поднимается вверх через систему тарелок. Навстречу газу движется концентрированный раствор абсорбента. Роль жидкого поглотителя в данном случае выполняют водные растворы этаноламинов: моноэтаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА) и триэтаноламина. Температура кипения при атмосферном давлении составляет соответственно МЭА— 172°C , ДЭА— 268°C , ТЭА— 277°C .

Абсорбент вступает в химическую реакцию с сероводородом, содержащимся в газе, унося продукт реакции с собой. Очищенный газ выводится из аппарата через скрубберную секцию, в которой задерживаются капли абсорбента.

На регенерацию абсорбент подается в выпарную колонну 2 через теплообменник 3. В нижней части колонны он нагревается до температуры около 100°C . При этом происходит разложение соединения сероводорода с абсорбентом, после чего H_2S , содержащий пары этаноламинов, через верх колонны поступает в холодильник 4. В емкости 5 сконденсировавшиеся пары абсорбента отделяются от сероводорода и насосом 6 закачиваются в выпарную колонну. Газ же направляется на переработку.

Горячий регенерированный абсорбент из нижней части колонны 2 насосом 7 подается для нового использования. По пути абсорбент отдает часть своего тепла в теплообменнике 3, а затем окончательно остужается в холодильнике 8.

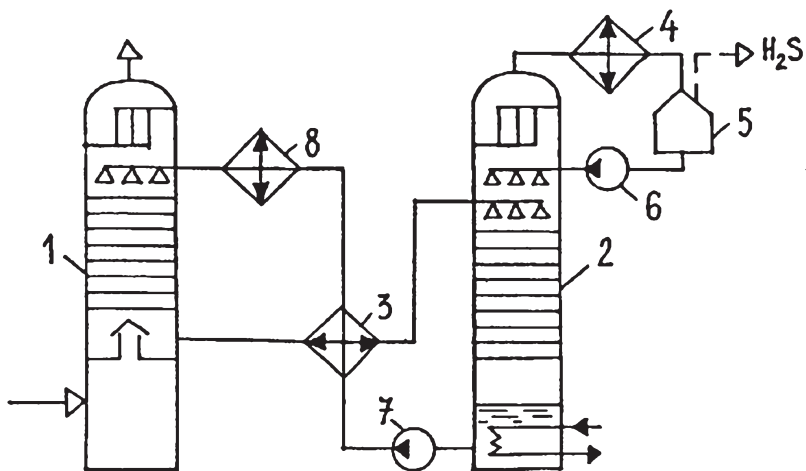


Рис. 7.44. Принципиальная схема очистки газа от сероводорода:
 1—абсорбер; 2—выпарная колонна (десорбер); 3—теплообменник;
 4, 8—холодильник; 5—емкость-сепаратор; 6, 7—насосы

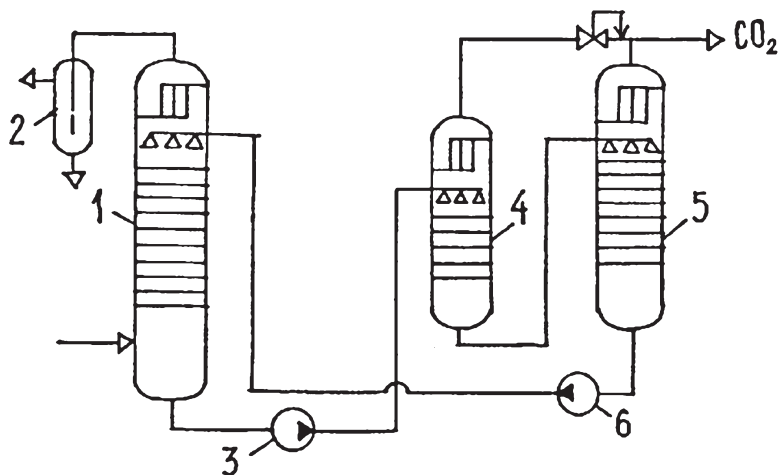


Рис. 7.45. Принципиальная схема очистки газа от двуокиси углерода
 водой под давлением:
 1—реактор; 2—водоотделитель; 3, 6—насосы; 4—экспансер;
 5—дегазационная колонна

Из полученного сероводорода вырабатывают серу.

Работа этаноламинных газоочистных установок автоматизирована. Степень очистки газа составляет 99% и выше. Недостатком процесса является относительно большой расход абсорбента.

Очистка газа от углекислого газа

Обычно очистка газа от CO_2 проводится одновременно с его очисткой от сероводорода, т. е. этаноламинами (рис. 7.44).

При высоком содержании CO_2 (до 12...15%) и незначительной концентрации сероводорода применяют очистку газа водой под давлением (рис. 7.45). Газ, содержащий CO_2 , подается в реактор 1, заполненный железными или керамическими кольцами Рашига, которые орошаются водой под давлением. Очищенный газ проходит затем водоотделитель 2 и идет по назначению.

Вода, насыщенная углекислым газом, насосом 3 подается в экспансер 4 для отделения CO_2 методом разбрызгивания. Для полного удаления CO_2 вода подается в дегазационную градирню 5, откуда насосом 6 возвращается в емкость 1.

Выделяемый углекислый газ используется для производства соды, сухого льда и т. п.

7.11. Система подготовки и закачки воды в продуктивные пласты

При разработке нефтяных и газовых месторождений значительные объемы воды расходуются на поддержание пластового давления, что позволяет продлить период фонтанирования скважин и значительно увеличить коэффициенты нефтегазоотдачи. Ориентировочный расход воды для добычи одной тонны нефти составляет в среднем: 1,5...2 м³ — при площадном заводнении и 2...2,5 м³ — при законтурном заводнении.

Воды, используемые для закачки в пласт

Для поддержания пластового давления в залежь можно нагнетать как **природные** (пресные или слабоминерализованные), так и **сточные** (дренажные) воды, состоящие в основном, из пластовых (~85%), пресных (~10%) и ливневых (~5%) вод.

Природные и сточные воды могут содержать примеси органического и неорганического происхождения. В природных водах могут содержать

ся различные газы, механические примеси, гидроксиды $\text{Fe}(\text{OH})_2$ и гидроксид $\text{Fe}(\text{OH})_3$ железа, а также микроорганизмы, в той или иной степени влияющие на процесс заводнения пластов. В сточных водах, кроме того, могут присутствовать капельки нефти, а также большое количество солей, достигающее до 300 г/л.

Частицы водорослей, ила и соединения железа, содержащиеся в нагнетаемой воде, закупоривают поровые каналы продуктивного пласта, снижая приемистость нагнетательных скважин. Присутствующие же в закачиваемой воде **микроорганизмы** могут образовать нежелательные соединения. Так, сульфатовосстанавливающие бактерии в процессе жизнедеятельности вырабатывают **сероводород** в количестве до 100 мг/л. В последующем этот коррозионно-активный газ вместе с нефтью извлекается на поверхность и подвергает разрушению трубопроводы, аппараты и оборудование.

Сероводород вместе с углекислым газом может присутствовать в пластовых водах и в растворенном состоянии. **Углекислый газ**, находящийся в воде, приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, чем интенсифицирует его коррозию. Растворенный в поверхностной воде **кислород** также является нежелательным компонентом, поскольку он является обязательным элементом реакции кислородной деполяризации, протекающей при электрохимической коррозии трубопроводов и оборудования.

Присутствие **солей** в закачиваемых в пласт водах также может стать причиной образования коррозионно-активных компонентов. Так, при взаимодействии сульфатов кальция CaSO_4 с метаном может образовываться сероводород.

Согласно существующим правилам и инструкциям, вода, предназначенная для закачки в пласты, должна содержать не более 2 мг/л взвешенных твердых частиц и 0,3 мг/л железа.

Подготовка вод для закачки Воды, закачиваемые в пласт, должны быть определенным образом подготовлены. Подготовка включает в себя следующие операции:

- 1) осветление мутных вод коагулированием;
- 2) декарбонизацию;
- 3) обезжелезивание;
- 4) ингибирование.

Осветление мутных вод коагулированием осуществляется с целью удаления очень мелких взвешенных частиц, которые практически не осаждаются под действием силы тяжести. Для этого в воду добавляют реагенты (сернокислый алюминий, хлорное железо, железный купо-

рос и др.), называемые **коагулянтами**. В результате реакции коагуляции происходит укрупнение взвешенных частиц и образуются хлопьевидные соединения, которые оседают в воде.

Декарбонизация выполняется с целью удаления из воды бикарбонатов кальция и магния. В противном случае, отлагаясь в пласте, соли кальция и магния могут существенно затруднить фильтрацию нефти и газа. Сущность декарбонизации состоит в подщелачивании воды гашеной известью с тем, чтобы вызвать коагуляцию ненужных примесей.

Обезжелезиванием называется удаление солей железа из воды с целью предотвращения загрязнения фильтрующих поверхностей скважин железистыми осадками. Для этого применяют аэрацию, известкование и другие методы.

В ходе **аэрации** — процесса обогащения воды кислородом воздуха — из солей железа образуется нерастворимый гидрат окиси железа, оседающий в воде в виде хлопьев. Однако при аэрации из воды удаляются не все соли железа, а сам процесс требует использования весьма громоздкого и сложного оборудования. Кроме того, аэрация повышает коррозионную активность воды.

При **известковании** в воду добавляют известковое молоко, что также приводит к образованию нерастворимого осадка гидрата окиси железа.

Ингибированием называется обработка воды ингибиторами — веществами, замедляющими процесс коррозии. По направленности действия различают ингибиторы сероводородной, кислородной и углекислотной коррозии.

Реагенты-бактерициды используют для подавления жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий. Одним из наиболее эффективных реагентов является формалин.

Типовая схема установки **подготовки природных вод** показана на рис. 7.46. Насос 1 забирает воду и подает ее в смеситель 3. По пути дозирочное устройство 2 вводит в нее коагулянт. В смесителе 3 коагулянт интенсивно перемешивается с водой, после чего обработанная вода поступает в осветлитель 4, где образуются и задерживаются хлопья. Окончательная очистка воды от хлопьев осуществляется в фильтре 5, откуда она самооттеком направляется в резервуары 6. Затем насос 7 перекачивает воду на кустовые насосные станции (КНС), которые через нагнетательные скважины закачивают ее в пласт. Насос 8 служит для периодической очистки фильтра 5 от взвешенных частиц путем прокачки через него чистой воды.

Для предупреждения коррозии и стабилизации химического состава воды в нее при помощи дозирочных насосов добавляют реагент гексаметафосфат натрия в количестве 2...3 г/м³. С целью уничтожения бактерий и других микроорганизмов применяют обработку воды хлором — ее хлорирование.

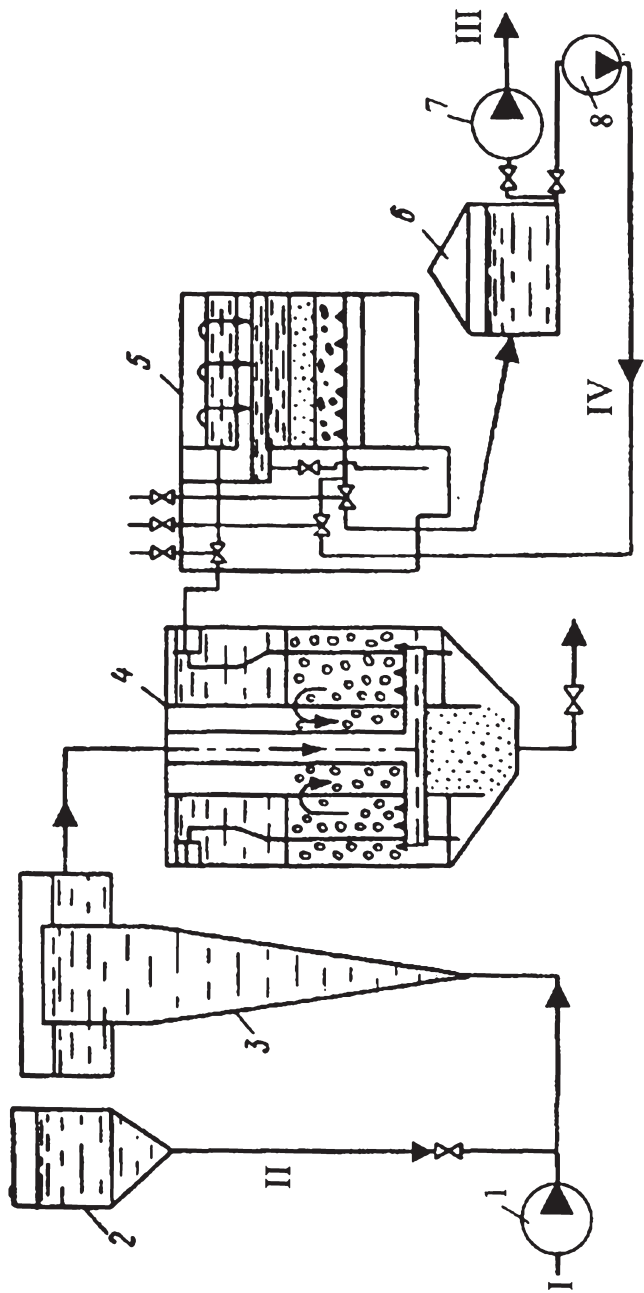


Рис. 7.46. Принципиальная схема установки подготовки природных вод:

1, 7, 8 — насос; 2 — дозирующее устройство; 3 — смеситель; 4 — осветлитель; 5 — фильтр; 6 — резервуары;
 I — неподготовленные природные воды; II — коагулянт; III — подготовленная вода на кустовые насосные станции;
 IV — вода для очистки фильтра

В отличие от природных **сточные воды** могут содержать нефть, углекислый газ, сероводород и микроорганизмы. Соответственно их подготовка предусматривает:

- 1) отстаивание от нефти и газа;
- 2) уничтожение микроорганизмов.

Для подготовки сточных вод на промыслах используют схемы открытого и закрытого типа.

Принципиальная схема установки очистки пластовых сточных вод **открытого типа** приведена на рис. 7.47. Отделенная при подготовке нефти вода сбрасывается по водоводу в песколовку 1 для удаления механических примесей. Далее вода, содержащая нефть, поступает в нефтеловушку 2, где за счет низкой скорости движения смеси капельки нефти успевают всплыть и откуда она периодически откачивается насосом 3 на УКПН. Далее вода с остаточным содержанием нефти (диаметр капель 70...80 мкм) самотеком поступает в два параллельно соединенных пруда-отстойника 4, в которых скорость воды не превышает 8 мм/с, в результате чего в ней всплывают практически все оставшиеся капельки нефти. Из прудов-отстойников вода самотеком поступает в приемную камеру 5, из которой забирается насосом 6 и через попеременно работающие фильтры 7 подается в емкость чистой воды 8. Затем эта вода насосом 9 откачивается на КНС. По мере загрязнения фильтры отключают и ставят на промывку чистой водой из емкости 8 с помощью насоса 10. Загрязненную после промывки воду сбрасывают в илонакопитель 11.

Схема водоподготовки открытого типа позволяет очищать пластовые и ливневые сточные воды в одном потоке, независимо от состава, давления и газонасыщенности воды, а также совместно закачивать их в нагнетательные скважины. Обычно ее рекомендуют использовать для сточных вод с большим содержанием сероводорода и углекислого газа, а кроме того, для более глубокой очистки воды от капелек нефти и механических примесей. Однако на сооружение нефтеловушек и прудов-отстойников затрачиваются значительные средства. Кроме того, в результате контакта с кислородом воздуха увеличивается коррозионная активность воды.

Принципиальная схема установки **закрытого типа** приведена на рис. 7.48. Отделенная от нефти в отстойнике предварительного сброса (ОПС) вода по линии сброса 1 направляется в резервуар-отстойник 2, а частично обезвоженная нефть (до 5%), пройдя УПН, поступает в теплоизолированные отстойники 3. Процесс отделения воды в них ускоряется, благодаря произведенному в УПН нагреву и вводу ПАВ. Отделенная горячая вода поступает на прием насоса 4 и снова подается в отстойник предварительного сброса УПН, что позволяет уменьшить расход деэмульгатора и температуру нагрева эмульсии. Из резервуара-отстойника 2 **пластовая сточная вода** забирается насосом 5 и подается на КНС.

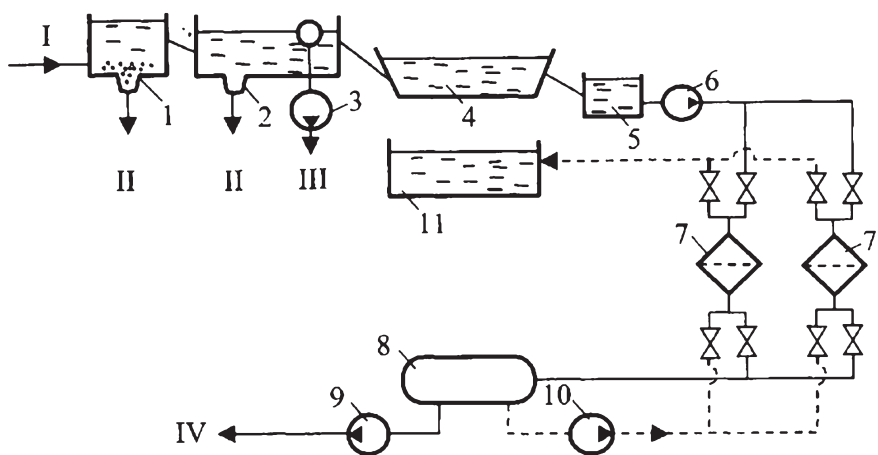


Рис. 7.47. Схема установки очистки пластовых вод открытого типа:
 1—песколовка; 2—нефтеловушка; 3, 6, 9, 10—насосы; 4—пруд-отстойник;
 5—приемная камера; 7—фильтр; 8—емкость чистой воды; 11—илонакопи-
 тель; I—загрязненная вода; II—мехпримеси; III—нефть на УКПН;
 IV—вода на КНС

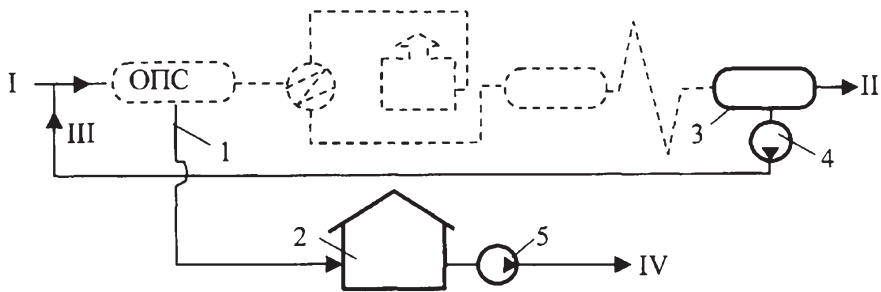


Рис. 7.48. Схема установки очистки пластовых сточных вод закрытого типа:
 1—линия сброса воды из отстойника; 2—резервуар-отстойник;
 3—теплоизолированный отстойник; 4, 5—насосы;
 I—холодная «сырая» нефть; II—обезвоженная нефть;
 III—горячая вода с ПАВ; IV—подготовленная вода на КНС

Применение закрытой системы очистки позволяет интенсифицировать процесс подготовки воды с применением отстоя и фильтрования под давлением, существенно снизить агрессивность сточной воды путем исключения ее контакта с кислородом воздуха, использовать остаточное давление, существующее в системе подготовки нефти. К недостаткам закрытых систем относится необходимость строительства блока для параллельной очистки поверхностных ливневых стоков.

Сооружения для нагнетания воды в пласт

Для нагнетания воды в пласт используют кустовые насосные станции (КНС), водораспределительные пункты (ВРП), высоконапорные водоводы (ВВ) и нагнетательные скважины.

Кустовые насосные станции предназначены для закачки воды через нагнетательные скважины в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления. Они оснащаются центробежными насосами марки ЦНС (центробежный насос), сведения о которых приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6 — Сведения о некоторых насосах КНС

Показатели	Насосы		
	ЦНС 180-1050	ЦНС 180-1900	ЦНС 500-1900
Номинальная подача, м ³ /ч	180	180	500
Номинальный напор, м	1050	1900	1900
Число ступеней	8	15	8
КПД, %	73	73	80

Как видно из табл. 7.6, первая цифра в марке насоса — его номинальная подача в кубических метрах в час, а вторая — номинальный напор в метрах. Отметим также, что столь высокие напоры насосы ЦНС создают благодаря большому числу ступеней.

КНС сооружают как в капитальном исполнении, так и в блочном. Во втором случае продолжительность строительства уменьшается в 5 раз и более, а капиталовложения снижаются на 16%.

Блочные кустовые насосные станции (БКНС) изготавливают по типовому проекту. На подготовленной площадке их монтируют из блоков заводского изготовления массой от 11 до 30 т.

Водораспределительные пункты строят для сокращения протяженности высоконапорных водоводов. Они предназначены для распределения воды, поступающей от КНС между несколькими нагнетательными скважинами.

Высоконапорные водоводы служат для транспортирования воды от КНС до нагнетательных скважин. Их протяженность зависит от принятой

системы распределения воды по скважинам, числа нагнетательных скважин и расстояния между ними, а также от числа КНС. Сведения о диаметрах и толщине стенки высоконапорных водоводов приведены в табл. 7.7.

Таблица 7.7 — Основные сведения о высоконапорных водоводах

Наружный диаметр, мм	Марка стали	Толщина стенки (мм) при рабочем давлении (МПа)		
		10	15	20
108	Ст. 2 и 10	6	9	11
114		7	9	11
159		9	12	16
168		9	14	16
219		12	16	20
273		14	20	25
325		16	24	30
108	Ст. 4 и 20	5	7	9
114		6	8	10
159		7	10	14
168		8	11	14
219		10	14	18
273		12	18	22
325		14	20	25

Как видно, при относительно небольшом диаметре высоконапорные водоводы имеют стенки повышенной толщины.

Нагнетательные скважины конструктивно не отличаются от эксплуатационных скважин для добычи нефти или газа. Единственное — в оборудовании устья входит регулятор расхода закачиваемой воды.

7.12. Защита промысловых трубопроводов и оборудования от коррозии

Коррозия металла — это процесс, вызывающий разрушение или изменение его свойств в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

Промысловые трубопроводы и оборудование подвержены химической и электрохимической коррозии. По химическому механизму металл корродирует в среде агрессивных газов — H_2S и CO_2 . Значительно более распространена электрохимическая коррозия — окисление металлов в электропроводных средах, сопровождающееся образованием электри-

ческого тока. Термином «электрохимическая коррозия» объединяют следующие виды коррозионных процессов:

- коррозия в электролитах — коррозия металлов в жидких средах, проводящих электрический ток (минерализованная вода);
- почвенная коррозия — коррозия подземных металлических сооружений под воздействием почвенной влаги;
- атмосферная коррозия — коррозия металлов в атмосфере воздуха, содержащего пары воды;
- электрокоррозия — коррозия металлических сооружений под воздействием блуждающих токов;
- биокоррозия — коррозия, вызванная жизнедеятельностью микроорганизмов, вырабатывающих вещества, ускоряющие коррозионные процессы.

Для защиты трубопроводов и оборудования от наружной коррозии используются пассивные и активные средства и методы. Подробно они рассматриваются ниже, в п. 12.7.

Особенностью промышленных металлических сооружений, внутри которых находится продукция скважин, является интенсивная внутренняя коррозия. Для борьбы с ней используют:

- нанесение на внутреннюю поверхность промышленных трубопроводов и оборудования защитных покрытий;
- введение в поток транспортируемой среды ингибиторов коррозии;
- технологические методы.

Применение внутренних защитных покрытий

Качественные защитные покрытия не только изолируют поверхность металла от контакта с коррозионной средой, но также предотвращают отложение солей и парафина, защищают трубы от абразивного износа, уменьшают гидравлическое сопротивление трубопроводов и, следовательно, энергетические затраты на транспортировку продукции скважин.

В нефтяной и газовой промышленности наибольшее применение в качестве защитных покрытий получили силикатные (стекло, стеклоэмаль) и полимерные (эпоксидные смолы, полиэтилен) материалы.

Силикатные покрытия наносят либо путем непосредственного контакта поверхности трубы с расплавом стекломассы, либо напыляют в виде порошка-шликера. **Полимерные** покрытия получают нанесением на трубы лакокрасочных материалов, порошковых материалов, находящихся в состоянии расплава, и методом футерования.

Лакокрасочными называют материалы для получения покрытий, представляющие собой растворы, дисперсии и порошки. Основным их

компонентом является пленкообразователь (эпоксидный, полиуретановый, каучуковый, фторопластовый и др.). Кроме того, в состав материала покрытия входит ряд других компонентов, от которых зависит прочность, пластичность, сплошность, прилипаемость и другие свойства покрытия (пигменты, наполнители, пластификаторы, отвердители, добавки для улучшения смачивания и растекания по поверхности, прочие).

В зависимости от состава и назначения лакокрасочные материалы подразделяются на лаки, грунтовки, шпатлевки и краски (эмали). Лаки представляют собой растворы пленкообразователей в органических растворителях. Грунтовки, шпатлевки и краски — это пигментированные составы на основе различных пленкообразователей. Краски, изготовленные на лаках, получили название эмали, а на олифе — масляные краски.

Покрытие на основе лакокрасочных материалов в большинстве случаев представляет собой многослойную систему, состоящую из грунтовочных и покрывных слоев. Грунтовки наносят непосредственно на защищаемую поверхность после ее предварительной зачистки. Они улучшают прилипаемость и противокоррозионные свойства покрытия. Шпатлевки используют для выравнивания поверхности. Из-за меньшей прилипаемости к металлу их обычно наносят на грунтовку. Покрывные слои (эмали и лаки) обеспечивают стойкость и непроницаемость всей системы к внешней среде.

Недостатком лакокрасочных материалов, содержащих летучие растворители, является необходимость их многослойного нанесения на поверхность труб для перекрытия пор, образующихся в полимерной пленке в процессе испарения растворителя. Неудобством является необходимость сушки каждого слоя при комнатной или повышенной температуре. Кроме того, испарение растворителей загрязняет окружающую среду, ухудшает санитарно-гигиенические условия труда, повышает уровень пожаровзрывоопасности.

Порошкообразные материалы, применяемые для получения защитных покрытий, также представляют собой смесь пленкообразователей с необходимыми компонентами (пигменты, пластификаторы, стабилизаторы, отвердители и др.). Пленкообразование из порошкообразных материалов происходит в результате оплавления порошка на поверхности изделия.

Использование порошков позволяет получить однослойные сравнительно тонкие беспористые противокоррозионные покрытия, устойчивые к механическим повреждениям. При их применении сокращается цикл окраски, снижается процент брака по сравнению с материалами на основе органических растворителей, уменьшается расход материала и энергии, а также загрязнение окружающей среды, снижается стоимость покрытия.

Находят также применение **гранулированные полимерные материалы**, которые наносят на поверхность труб в виде расплава.

Технология футерования труб основана на предварительном протаскивании полиэтиленовых оболочек через обжимающую фильеру, что приводит к временному уменьшению их диаметра. После свободного введения деформированной оболочки внутрь трубы за счет эффекта «памяти» оболочка восстанавливает свою форму, чем обеспечивается ее плотное прилегание к металлу в последующем.

Дополнительное закрепление оболочки по концам трубы осуществляется специальными наконечниками, одновременно обеспечивающими возможность сварки стальных труб без нарушения целостности полиэтиленового покрытия.

Трубы, футерованные полиэтиленом, сочетают в себе химическую стойкость полиэтилена и механическую прочность стали, что позволяет резко увеличить срок службы промышленных трубопроводов. Технология футерования высокопроизводительна, не требует специальной подготовки поверхности труб.

Применение ингибиторов Ингибиторами коррозии называют вещества, введение которых в агрессивную среду тормозит процесс коррозионного разрушения и изменения механических свойств металлов и сплавов.

Механизм защитного действия ингибиторов заключается либо в образовании на поверхности металлов защитных пленок, либо в подавлении электродных реакций, протекающих в процессе электрохимической коррозии.

К ингибиторам коррозии в нефтяной и газовой промышленности предъявляются следующие требования:

- высокая эффективность защиты;
- нетоксичность;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- небольшая (по сравнению с получаемой экономией) стоимость;
- отсутствие отрицательного влияния на основной технологический процесс и др.

Эффект от применения ингибиторов характеризует параметр, называемый **степенью защиты**, численно равный отношению уменьшения скорости коррозии к ее первоначальной величине.

Различают **однократную** и **регулярную обработки** промышленных объектов ингибиторами. В первом случае внутреннюю поверхность трубопроводов и аппаратов подвергают воздействию концентрированного раствора ингибитора (например, его прокачкой между двух поршней); какое-то время эффект последствия сохраняется. При регулярной обработке ингибиторы вводятся в коррозионно-активную среду с помощью дозиру-

ющих устройств: в газе — распыливаются форсунками, в жидкость — вводятся в виде растворов. При этом ингибиторы бывают **водорастворимые** и **углеводородорастворимые** — действующие только соответственно в воде и в жидком углеводороде.

Сведения о некоторых типах ингибиторов, применяемых в условиях промыслов, приведены в табл. 7.8. Видно, что при относительно небольших дозировках их использование позволяет уменьшить скорость коррозии в несколько раз.

Применение ингибиторов — один из универсальных, технологически и экономически целесообразных методов защиты металлов от коррозии. При небольших капитальных затратах замедляется коррозионное разрушение конструкций, даже если они длительное время находились в эксплуатации. Положительной отличительной чертой применения ингибиторов является также то, что их введение в любой точке технологического процесса оказывает защитное действие и на оборудование последующих технологических этапов.

Таблица 7.8 — **Ингибиторы, применяемые для защиты от коррозии промысловых трубопроводов и оборудования**

Ингибитор	Тип	Назначение	Дозировка, кг/м ³	Степень защиты, %	Среда, в которой применяется
АзНИПИ-72	Углеводородорастворимый	Защита от сероводородной и углекислотной коррозии	0,1...0,15	90...95	Нефть, газ и пластовые воды, содержащие CO ₂ и H ₂ S
АНП-2	Водорастворимый	Защита от сероводородной коррозии	0,1...0,2	85...90	Минерализованные воды, содержащие H ₂ S
АНПО	Углеводородорастворимый	Защита от сероводородной и углекислотной коррозии	0,2...0,4	95...98	Сильно обводненная нефть, содержащая CO ₂ и H ₂ S
И-1-А	Углеводородорастворимый	Защита от сероводородной коррозии	0,05...0,1	95...99	Нефть, газ, сточные воды, содержащие H ₂ S
И-1-В	Водорастворимый	Защита от сероводородной коррозии	0,05...0,1	75...80	Минерализованные воды, содержащие H ₂ S
ИКАР-1	Вододиспергируемый	Защита от кислородной коррозии	0,05...0,1	92...94	Минерализованные воды, содержащие кислород и H ₂ S
ИКБ-4	Вододиспергируемый	Защита от кислородной коррозии	0,05...0,1	90	Водные и водонефтяные среды, содержащие кислород
Север-1	Углеводородорастворимый	Защита от сероводородной коррозии	0,005...0,1	95...99	Нефть, газ, сточные воды, содержащие H ₂ S

Технологические методы Обязательным условием протекания электрохимической коррозии является контакт металла с водой. В промышленных трубопроводах, по которым перекачивается обводненная нефть или влажный газ, такой контакт можно в значительной степени ограничить следующими путями:

- предотвращением выпадения воды из потока;
- удалением уже образовавшихся скоплений воды;
- уменьшением содержания воды в потоке.

При совместном движении в трубах нефти, газа и пластовой воды их взаимное расположение (структурная форма потока) может быть различным. Если скорости перекачки низкие, то газ движется вдоль верхней образующей трубы, нефть непосредственно под ним, а вода — вдоль нижней образующей. Здесь — в месте постоянного контакта металла с водой — создаются благоприятные условия для протекания электрохимической коррозии. Увеличением скорости потока за счет уменьшения диаметра труб можно добиться того, что вся вода (если ее не очень много) будет взвешена в газонефтяном потоке в виде капель, т. е. коррозия будет исключена.

При транспортировке влажного газа с температурой ниже точки росы в потоке образуются капли воды и конденсата. Чтобы они не оседали в газопроводе, должны поддерживаться такие скорости, при которых капли будут удерживаться турбулентными пульсациями газа. Данный результат также достигается некоторым уменьшением диаметра газопровода на этапе проектирования.

Если скопления воды в пониженных точках трассы промышленных трубопроводов все-таки образуются, то их надо периодически удалять. Это может быть сделано двумя способами: самим потоком перекачиваемой среды, либо пропуском специальных очистных поршней. В первом случае необходимо временно увеличить расход перекачиваемой среды. Тогда сначала от скоплений воды будут отрываться и уноситься отдельные капли, а при дальнейшем увеличении расхода все скопление начнет движение в виде пробки. Во втором — могут быть использованы либо механические скребки, либо специальные гелевые пробки. Однако для пуска механических средств нужны специальные камеры, которые на промышленных трубопроводах не сооружаются. Гелевые же очистные пробки можно формировать в самих трубопроводах. Кроме того, они отличаются лучшей проходимостью через местные сужения и крутые повороты.

Чем меньше содержание воды в нефтегазоводяном потоке, тем меньшая скорость потока необходима, чтобы перевести воду во взвешенное состояние. Поэтому предварительный сброс воды в системе промышленного сбора является одним из способов предотвращения внутренней коррозии трубопроводов.

К технологическим методам защиты от коррозии относится также применение коррозионно-стойких сталей и сплавов. Коррозионно-устойчивыми являются трубы из алюминиевых сплавов Д16Т и Д16АТ, а также сталей 2Х13, Х8, Х13, Х9М.

7.13. Стадии разработки залежей

При разработке **нефтяной залежи** различают четыре стадии:

- I — нарастающая добыча нефти;
- II — стабилизация добычи нефти;
- III — падающая добыча нефти;
- IV — поздняя стадия эксплуатации залежи.

На **первой стадии** нарастание объемов добычи нефти обеспечивается в основном введением в разработку новых эксплуатационных скважин в условиях высоких пластовых давлений. Обычно в этот период добывается безводная нефть, а также несколько снижается пластовое давление.

Вторая стадия — стабилизация нефтедобычи — начинается после разбуривания основного фонда скважин. В этот период добыча нефти сначала несколько нарастает, а затем начинает медленно снижаться. Увеличение добычи нефти достигается:

- 1) сгущением сетки скважин;
- 2) увеличением нагнетания воды или газа в пласт для поддержания пластового давления;
- 3) проведением работ по воздействию на призабойные зоны скважин и по повышению проницаемости пласта и др.

Задачей разработчиков является максимально возможное продление второй стадии. В этот период разработки нефтяной залежи в продукции скважин появляется вода.

Третья стадия — падающая добыча нефти — характеризуется снижением нефтедобычи, увеличением обводненности продукции скважин и большим падением пластового давления. На этой стадии решается задача замедления темпа падения добычи нефти методами, применявшимися на второй стадии, а также загущением закачиваемой в пласт воды.

В течение первых трех стадий должен быть осуществлен отбор 80...90 % промышленных запасов нефти.

Четвертая стадия — поздняя стадия эксплуатации залежи — характеризуется сравнительно низкими объемами отбора нефти и большими отборами воды. Она может длиться достаточно долго — до тех пор, пока

добыча нефти будет оставаться рентабельной. В этот период широко применяются вторичные методы добычи нефти по извлечению оставшейся пленочной нефти из пласта.

При разработке **газовой залежи** четвертую стадию называют завершающим периодом. Он заканчивается, когда давление на устье скважин составляет менее 0,3 МПа.

7.14. Проектирование разработки месторождений

Проект разработки — это комплексный документ, являющийся программой действий по разработке месторождения.

Исходным материалом для составления проекта является информация о структуре месторождения, числе пластов и пропластков, размерах и конфигурации залежей, свойствах коллекторов и насыщающих их нефти, газа и воды.

Используя эти данные, определяют запасы нефти, газа и конденсата. Например, **общие геологические запасы нефти** отдельных залежей подсчитывают, умножая площадь нефтеносности на эффективную нефтенасыщенную толщину пласта, эффективную пористость, коэффициент нефтенасыщенности, плотность нефти в поверхностных условиях и величину, обратную объемному коэффициенту нефти в пластовых условиях. После этого находят **промышленные (или извлекаемые) запасы нефти**, умножая величину общих геологических запасов на коэффициент нефтеотдачи.

После утверждения запасов производится комплексное проектирование разработки месторождения. При этом используются результаты пробной эксплуатации разведочных скважин, в ходе которой определяют их производительность, пластовое давление, изучают режимы работы залежей, положение водонефтяных (газоводяных) и газонефтяных контактов и др.

В ходе проектирования выбирается **система разработки месторождения**, под которой понимают определение необходимого числа и размещения скважин, последовательность их ввода, сведения о способах и технологических режимах эксплуатации скважин, рекомендации по регулированию баланса пластовой энергии в залежах.

Число скважин должно обеспечивать запланированную на рассматриваемый период добычу нефти, газа и конденсата.

Размещаются скважины на площади залежи равномерно и неравномерно. При этом различают равномерности и неравномерности двух видов: геометрическую и гидрогазодинамическую. Геометрически рав-

номерно размещают скважины в узлах правильных условных сеток (трех-, четырех-, пяти- и шестиугольных), нанесенных на площадь залежи. Гидрогазодинамически равномерным является такое размещение скважин, когда на каждую приходится одинаковые запасы нефти (газа, конденсата) в области их дренирования.

Схему размещения скважин выбирают с учетом формы и размеров залежи, ее геологического строения, фильтрационных характеристик и т. д.

Последовательность ввода скважин в эксплуатацию зависит от многих факторов: плана добычи, темпов строительства промысловых сооружений, наличия буровых установок и т. д. Применяют «сгущающиеся» и «ползущие» схемы разбуривания скважин. В первом случае вначале бурят скважины по редкой сетке, на всей площади залежи, а затем «сгущают» ее, т. е. бурят новые скважины между уже существующими. Во втором — первоначально бурятся все проектные скважины, но на отдельных участках залежи. И лишь впоследствии добуриваются скважины на других участках.

«Сгущающуюся» схему применяют при разбуривании и разработке крупных месторождений со сложным геологическим строением продуктивных пластов, а «ползущую» — на месторождениях со сложным рельефом местности.

Способ эксплуатации скважин выбирается в зависимости от того, что добывается (газ или нефть), величины пластового давления, глубины залегания и мощности продуктивного пласта, вязкости пластовой жидкости и ряда других факторов.

Установление **технологических режимов эксплуатации** добывающих скважин сводится к планированию темпов отбора нефти (газа, конденсата). Режимы работы скважин изменяются во времени в зависимости от состояния разработки залежей (положения контура газо- или нефтеносности, обводненности скважин, технического состояния эксплуатационной колонны, способа эксплуатации скважин и др.).

Рекомендации по регулированию баланса пластовой энергии в залежах должны содержать сведения о способах поддержания пластового давления (заводнением или закачкой газа в пласт) и об объемах закачки рабочих агентов.

Выбранная система разработки должна обеспечивать наибольшие коэффициенты нефте-, газо-, конденсатоотдачи, охрану недр и окружающей среды при минимальных приведенных затратах.

8. Переработка нефти

8.1. Краткая история развития нефтепереработки

Перегонка нефти была известна еще до нашей эры. Этот способ применяли для уменьшения неприятного запаха нефти при ее использовании для освещения и в лечебных целях. В небольшом количестве нефть перегоняли в колбах, а в большем — в кубах.

Индийский ученый Каутиль, живший в IV—III вв. до н. э., в книге «Артхасатра» упоминает об использовании нефти («горючего масла») и опытах над ней.

В китайском трактате III в. до н. э. говорится, что во дворец императора было доставлено масло, полученное перегонкой в больших котлах. «Сидя в Павильоне парящих облаков, император наслаждался ослепительным светом ламп, в которых горел „ревущий дракон“».

Ранний период алхимии (IV—V вв. н. э.) способствовал появлению процесса перегонки и соответствующей лабораторной аппаратуры. В алхимической «Книге тайн» (около 930 г. н. э.), представляющей собой квинтэссенцию достижений арабской и среднеазиатской химической науки того времени, детально описан процесс перегонки нефти.

Арабский историк Мухаммед ибн Наджаб Бекран утверждал, что перегонять нефть жители Апшерона умели еще в XIII в. Этот процесс назывался «тактир».

В Азербайджане, Вавилонии, Иране, Китае, Малой Азии, на Сицилии для получения жидкой нефти асфальт, или кир, варили. Сама нефть при этом разлагалась. Поэтому в результате переработки отстаиванием удавалось получать относительно прозрачную жидкость, которая горела значительно лучше, чем сырая нефть.

К началу XV в. относится «перегонная печь», изобретенная Леонардо да Винчи.

В книгах XVI и XVII вв. дается описание осветления нефти по способу Авиценны. Согласно ему, после кипячения получается «...самое лучшее, ка-

кое только есть, белое вещество, а цветное подобно цвету гранатного яблока. А оставшаяся масса сильно замутнена и не поддается осветлению».

В 1745 г. архангельский купец Федор Прядунов построил на реке Ухте первый в мире нефтеперегонный заводик. Для этого он использовал кубовую установку, применявшуюся ранее для получения дегтя, скипидара, канифоли из древесной смолы (ее перегонка — смолокурение — в России известна с XII—XIII веков). В правительственном указе от 14 декабря 1748 г. Прядунову было велено «очищенный» нефтепродукт светло-желтого цвета (типа керосина) доставлять в Московскую главную аптеку «для аптекарских потреб на расходы».

В 1823 г. завод по перегонке нефти соорудили вблизи Моздока крепостные крестьяне, мастера смолокурения братья Дубинины. Нефтеперегонная установка представляла собой железный куб с медной крышкой, вмезанный в печь. Из крышки куба выходила трубка, проходящая через бочку с водой. Пары нефти, выделяющиеся при ее нагреве, охлаждались водой и конденсировались. Как только эта жидкость начинала темнеть, топку тушили, а густой остаток в кубе — мазут — выбрасывали. Из 40 ведер нефти получали 16 ведер фотогена (аналога керосина). Двадцать ведер оставалось в кубе в виде мазута, а 4 «угорали» — терялись в процессе перегонки.

В 40-х годах XIX в. нефтеперегонные заводы появляются в других странах. В 1848 г. Дж. Юнг начал перегонку нефти на заводе в Великобритании, в 1849 г. С. Кир построил завод по перегонке нефти в Пенсильвании (США). Во Франции первый нефтеперегонный завод был построен А. Гирном в Эльзасе в 1854 г. В 50-е годы XIX в. зарождается промышленная переработка нефти в Германии, Польше и Румынии.

Первые крупные нефтеперегонные заводы в России появились в районе Баку: завод В. А. Кокорева и П. И. Губонина (1860), Д. Меликова (1863). Кроме того, множились мелкие заводы — в 60-е годы в Баку их было около 30, а в 70-е — более 70.

Развивалась нефтепереработка и в других районах. В 1865 г. в Грозном был построен завод И. М. Мирзоева, а в 1868 г. на Таманском полуострове начал действовать крупный нефтеперегонный завод А. Н. Новосильцева, который полностью обеспечивал керосином свой регион.

К началу 70-х годов XIX в. в России функционировали и другие фотогеновые (керосиновые) заводы: в Одессе — 4, в Херсоне — 1, в Керчи — 3. Они перерабатывали кавказскую и молдавскую нефти.

Совершенствовалась техника перегонки нефти. Первоначально она производилась в кубах периодического действия, аналогичных тем, что использовали братья Дубинины. Однако такая технология перегонки не обеспечивала надежного разделения нефти на фракции, поскольку температурные границы отбираемых фракций определялись «на глазок».

Со временем кубовые установки превратились в кубовые батареи — набор соединившихся друг с другом кубов, каждый из которых служил для получения определенной нефтяной фракции. К концу XIX в. были разработаны кубовые батареи непрерывного действия. В них использовался принцип регенерации тепла: получаемые горячие нефтяные фракции отдавали свое тепло нефти, поступающей на переработку. Это позволило резко увеличить производительность установок. Так, установка, предложенная в 1886 г. В. Г. Шуховым и Ф. А. Инчиком, позволяла ежедневно перегонять количество нефти, в 27 раз превышающее объем аппарата, тогда как аналогичный показатель для куба периодического действия равен 1,5, а для кубовой батареи — 4.

На протяжении почти всего XIX в. целью перегонки нефти было, в основном, получение керосина. Его качество и выход зависели от природы нефти, технологии ее перегонки и других факторов.

Основными характеристиками товарного керосина в начальный период были удельный вес ($0,79...0,85 \text{ т/м}^3$), температурный интервал кипения ($170...320 \text{ }^\circ\text{C}$) и цвет. Поскольку выход керосиновой фракции был относительно невелик (из бакинской нефти — 25...30%) нефтепромышленники пытались «делать» дополнительные объемы похожей на керосин по удельному весу жидкости, смешивая легкие и тяжелые фракции. Такой продукт при употреблении в лампах часто взрывался. Поэтому годность керосина для безопасного освещения стали определять по температуре вспышки (воспламенения паров над поверхностью жидкости) и температуре воспламенения (возгорания жидкости).

В начале XX в. российские нефтепромышленники вели переработку так, чтобы наибольшая часть легких фракций оставалась в мазуте, который использовался как котельное топливо и давал львиную долю доходов. На долю мазута приходилось 58% всех нефтепродуктов.

Наряду с перегонкой развивались и другие способы нефтепереработки. В 1879 г. при консультации Д. И. Менделеева недалеко от Ярославля был построен первый в мире завод для производства смазочных масел из мазута. А в 1891 г. В. Г. Шухова и С. Гаврилова изобрели способ получения легких углеводородов расщеплением тяжелых углеводородов при высоких температуре и давлении. Данный процесс получил название **крекинга**. Авторство этого изобретения пытался присвоить себе американский химик У. Бартон. Судебное дело по крекинг-процессу возникло в результате скандала двух американских фирм, затеявших между собой патентную тяжбу. Однако международный суд установил, что изобретателями крекинг-процесса являются российские ученые, а все изобретенное впоследствии — это просто усовершенствование.

В 1926 г. В. Г. Шуховым совместно с инженером М. А. Капелюшниковым, изобретателем турбобура, была создана крекинговая установка.

8.2. Продукты переработки нефти

При переработке нефти в настоящее время получают следующие нефтепродукты:

- топлива;
- нефтяные масла;
- парафины; церезины; вазелины;
- нефтяные битумы;
- осветительные керосины;
- растворители;
- прочие (нефтяной кокс, сажу, консистентные смазки и др.).

Топлива К числу получаемых из нефти топлив относятся автомобильные и авиационные бензины, а также реактивные, дизельные, газотурбинные и котельные топлива. Рассмотрим основные из них.

Автомобильные бензины применяются в карбюраторных двигателях. Все автомобильные бензины делятся на следующие виды:

- летние, предназначенные для применения во всех районах, кроме северных и северо-восточных, в период с 1 апреля по 1 октября, в южных районах — в течение всех сезонов;
- зимние, предназначенные для применения в течение всех сезонов в северных и северо-восточных районах, и с 1 октября по 1 апреля — в остальных районах.

Одной из важнейших эксплуатационных характеристик бензинов является их **детонационная стойкость**. Чем она больше, тем выше может быть степень сжатия двигателя и соответственно будут больше его удельная мощность и ниже расход топлива.

Детонационная стойкость бензинов выражается в октановых числах, определяемых на специальных установках моторным (ГОСТ 511-82) или исследовательским (ГОСТ 8226-82) методами. Октановое число равно количеству изооктана в смеси с н-гептаном, эквивалентному по детонационной стойкости испытываемому бензину.

Для повышения детонационной стойкости бензинов и соответственного повышения октанового числа в них вводят тетраэтилсвинец в количестве до 3,3 г на 1 кг бензина. Тетраэтилсвинец является ядовитым веществом. Поэтому при работе с этилированными бензинами необходимо соблюдать меры предосторожности. В настоящее время от него постепенно отказываются.

Промышленностью выпускаются автомобильные бензины марок А-72, А-76, А-80, А-92, АИ-91, АИ-93, АИ-95 (А — автомобильный; цифры — окта-

новое число; буква И указывает, что октановое число определено по исследовательскому методу).

Авиационные бензины предназначены для применения в поршневых авиационных двигателях. Их марки — Б-91/115, Б-95/130, Б-92 и Б-70 (Б — бензин; цифра в числителе — октановое число; цифра в знаменателе — сортность на богатой смеси).

В настоящее время производство и потребление авиационных бензинов резко снизилось в связи с переходом авиации от поршневых двигателей к реактивным. Доля авиационных бензинов составляет около 2% от общего производства бензинов.

Дизельные топлива используются в двигателях с воспламенением от сжатия и в некоторых типах газотурбинных двигателей.

Для различных условий применения отечественная промышленность вырабатывает топливо трех марок (ГОСТ 305-82):

Л (летнее) — для применения при положительной температуре окружающего воздуха;

З (зимнее) — для применения при температуре окружающего воздуха до -20°C (температура застывания не выше -35°C) и до -30°C (температура застывания не выше -45°C);

А (арктическое) — для применения при температуре окружающего воздуха до -50°C .

Основными характеристиками дизельных топлив являются температура вспышки, температура застывания и содержание серы.

Температура, при которой пары топлива в смеси с воздухом вспыхивают при поднесении огня, называется **температурой вспышки**. Она характеризует испаряемость и огнеопасность дизельного топлива. Для топлива марки Л температура вспышки должна быть не ниже 40°C , а для марки З — не ниже 35°C .

По содержанию серы различают дизельные топлива, в которых ее не более 0,2% и в которых ее больше 0,2, но не более 0,5% по массе.

Сведения о температуре вспышки или застывания, а также о содержании серы содержатся в условном обозначении дизельных топлив. Так, запись Л-0,2-40 означает, что это дизельное топливо летнее с массовой долей серы до 0,2% и температурой вспышки 40°C . А запись З-0,2-35 означает, что это дизельное топливо зимнее с массовой долей серы до 0,2% и температурой застывания -35°C .

Реактивные топлива используются в газотурбинных двигателях самолетов и вертолетов. Чтобы получить от бортового запаса топлива, ограниченного емкостью баков и начальным полетным весом самолета, возможно больше энергии, необходимо, чтобы это топливо имело высокую теплоту сгорания. Из массовых и дешевых видов нефтяных топлив этим требованиям лучше всего удовлетворяют керосины.

На заре развития реактивной авиации ее потребность в топливе полностью удовлетворялась топливом Т-1, получаемым из малосернистых нефтей. Однако уже в 50-е годы возникла необходимость расширения производства реактивных топлив, что было сделано за счет переработки восточных сернистых нефтей. В результате было разработано топливо ТС-1, ставшее наиболее массовым типом реактивных топлив.

Кроме того, производятся реактивные топлива марок Т-2, Т-6, Т-8.

В качестве тракторного топлива используются керосины и лигроины. Для газовых турбин, используемых в промышленности, энергетике, водном и наземном транспорте, топливом служат мазуты и газойли. В качестве котельных топлив применяются флотский мазут марок Ф5 и Ф12 (цифра — условная вязкость при 40 °С), а также топочный мазут марок М40, М100, М200.

Нефтяные масла Ассортимент выпускаемых нефтяных масел очень многообразен: моторные, промышленные, цилиндрические, турбинные, компрессорные, трансмиссионные, осевые, электроизоляционные и др.

Моторные масла применяются для смазки авиационных, автомобильных и дизельных двигателей; **промышленные** — для смазки промышленного оборудования (машин и механизмов); **цилиндрические** — для смазки золотников и цилиндров поршневых паровых машин; **турбинные** — для смазки и охлаждения подшипников различных турбоагрегатов и генераторов электрического тока; **компрессорные** — для смазки цилиндров, штоков и клапанов компрессоров, воздухоудовок и холодильных машин; **трансмиссионные** — для смазки зубчатых передач в большинстве машин и механизмов; **осевые** — для смазки шеек осей железнодорожных вагонов, колесных пар тепловозов, паровозов и других узлов трения подвижного состава железнодорожного транспорта; **электроизоляционные** (трансформаторные, конденсаторные и кабельные) — для использования в качестве диэлектрика и охлаждающей жидкости в электроустановках.

Другие нефтепродукты **Товарные парафины** используют в качестве сырья для производства синтетических кислот и спиртов, являющихся основой для производства моющих веществ. Парафин применяют в медицине, пищевой промышленности (тара и обертки из парафинированной бумаги и картона), производстве спичек, свечей, древесноволокнистых плит и других изделий.

Церезин применяют при производстве смазок, вазелинов, кремов и в качестве электроизоляционного материала.

Вазелины бывают естественные, искусственные, технические и медицинские. Естественный вазелин получают из парафинистых мазутов. Искусственный вазелин — это смесь минерального масла и парафина, технический — смесь парафина с индустриальным маслом, а медицинский — смесь белого церезина и парафина с парфюмерным маслом.

Нефтяные битумы применяют при изготовлении гидроизоляционных и кровельных материалов, в дорожном строительстве.

Осветительные керосины применяют для бытовых нужд.

К растворителям, вырабатываемым из нефти, относятся:

- 1) бензин-растворитель БР-1, применяемый в резиновой промышленности;
- 2) уайт-спирит, применяемый в лакокрасочной промышленности;
- 3) экстракционный бензин, применяемый в процессах экстракции.

Нефтяной кокс применяют для изготовления электродов, в электрометаллургической промышленности, **сажу** — в резиновой промышленности, а также для изготовления карандашей, изоляционных материалов, копировальной бумаги, красок и т. д. **К консистентным смазкам** относятся солидолы, технические вазелины и др.

8.3. Основные этапы нефтепереработки

С момента поступления на нефтеперерабатывающий завод нефть и получаемые из нее нефтепродукты проходят следующие основные этапы:

- 1) подготовка нефти к переработке;
- 2) первичная переработка нефти;
- 3) вторичная переработка нефти;
- 4) очистка нефтепродуктов.

Схема, отражающая взаимосвязь этих этапов, приведена на рис. 8.1.

Подготовка нефти к переработке Для обеспечения высоких показателей работы установок по переработке нефти в них необходимо подавать нефть с содержанием солей не более 6 г/л и воды 0,2%. Поэтому нефть, поступающую на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ), подвергают дополнительному обезвоживанию и обессоливанию.

Эта доочистка осуществляется на электрообессоливающих установках ЭЛОУ (рис. 8.2). Нефть несколькими потоками с помощью насосов 1

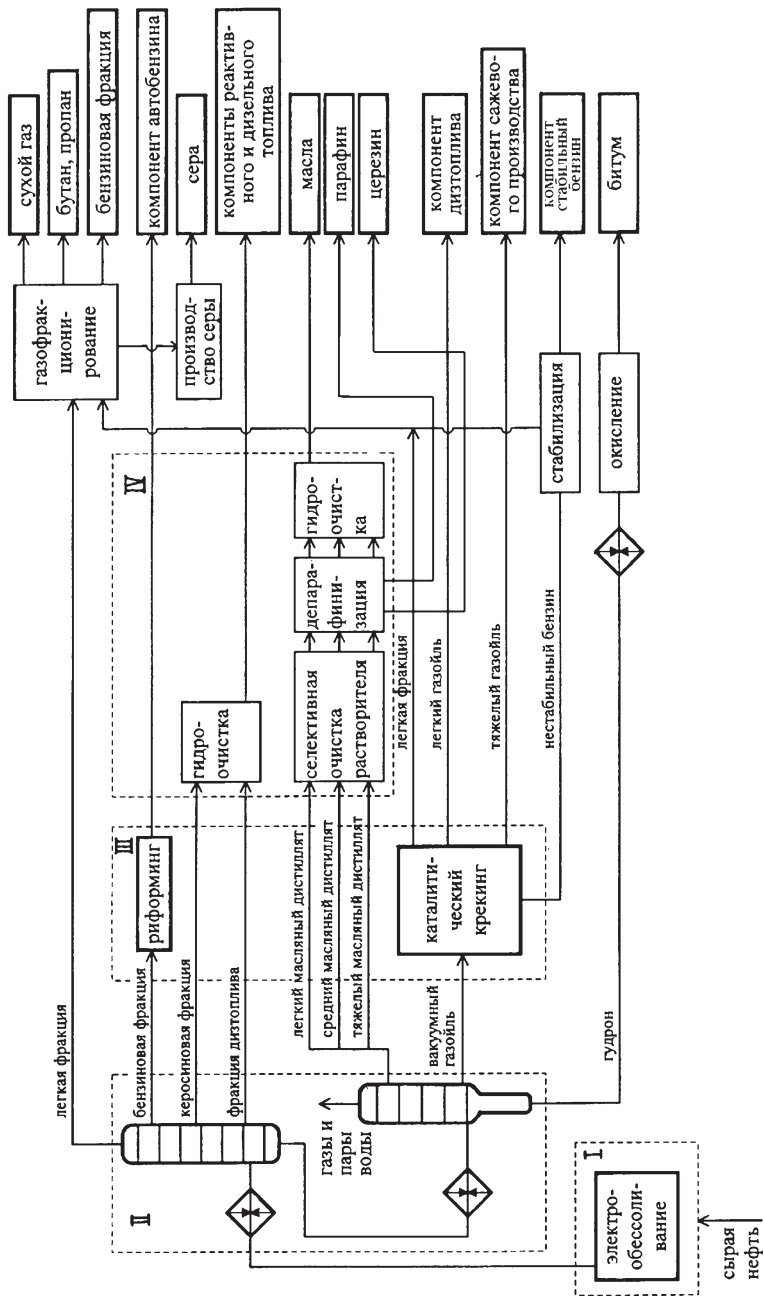


Рис. 8.1. Технологические потоки современного НПЗ (упрощенная схема):
 I — подготовка нефти к переработке; II — первичная перегонка нефти;
 III — вторичная переработка нефти; IV — очистка нефтепродуктов

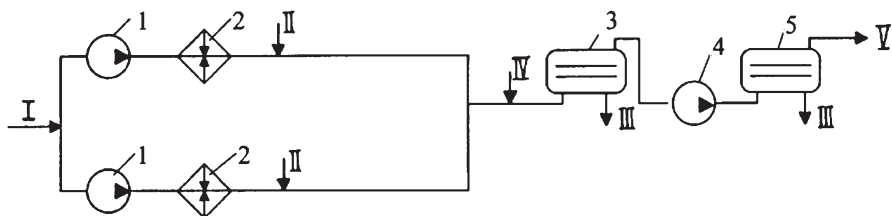


Рис. 8.2. Принципиальная схема электрообессоливающей установки:
 1, 4 – насос; 2 – подогреватель; 3 – электродегидратор первой ступени;
 5 – электродегидратор второй ступени;
 I – сырая нефть; II – деэмульгатор; III – сброс воды;
 IV – подача щелочной воды; V – обессоленная и обезвоженная нефть

прокачивается через подогреватели 2, где нагревается отработавшим паром. После этого в нее добавляются деэмульгатор (для разрушения водонефтяной эмульсии) и щелочная вода (для вымывания солей). Основное количество воды отделяется в электродегидраторе первой ступени 3. Окончательное обезвоживание нефти осуществляется в электродегидраторе второй ступени 5.

Первичная переработка нефти

Переработка нефти начинается с ее **перегонки**. Нефть представляет собой сложную смесь большого количества взаимно растворимых углеводородов, имеющих различные температуры начала кипения. В ходе перегонки, повышая температуру, из нефти выделяют углеводороды, выкипающие в различных интервалах температур.

Для получения данных фракций применяют процесс, называемый **ректификацией** и осуществляемый в **ректификационной колонне**. Ректификационная колонна представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат высотой 20...30 м и диаметром 2...4 м. Внутренность колонны разделена на отдельные отсеки большим количеством горизонтальных дисков, в которых имеются отверстия для прохождения через них паров нефти. Жидкость перемещается по сливным патрубкам.

Для получения данных фракций применяют процесс, называемый **ректификацией** и осуществляемый в **ректификационной колонне**. Ректификационная колонна представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат высотой 20...30 м и диаметром 2...4 м. Внутренность колонны разделена на отдельные отсеки большим количеством горизонтальных дисков, в которых имеются отверстия для прохождения через них паров нефти. Жидкость перемещается по сливным патрубкам.

Перед закачкой в ректификационную колонну нефть нагревают в трубчатой печи до температуры 350...360 °С. При этом легкие углеводороды, бензиновая, керосиновая и дизельная фракции переходят в парообразное состояние, а жидкая фаза с температурой кипения выше 350 °С представляет собой мазут.

После ввода данной смеси в ректификационную колонну мазут стекает вниз, а углеводороды, находящиеся в парообразном состоянии, поднимаются вверх. Кроме того, вверх поднимаются пары углеводородов, испаряющиеся из мазута, нагреваемого в нижней части колонны до 350 °С.

Поднимаясь вверх, пары углеводородов за счет контакта с жидкостью (орошением), подаваемой сверху, постепенно охлаждаются. Поэтому их температура в верхней части колонны становится равной 100...180 °С.

По мере остывания паров нефти конденсируются соответствующие углеводороды. Технологический процесс рассчитан таким образом, что в самой верхней части колонны конденсируется бензиновая фракция, ниже — керосиновая, еще ниже — фракция дизельного топлива. Несконденсировавшиеся пары направляются на газофракционирование, где из них получают сухой газ (метан, этан), пропан, бутан и бензиновую фракцию.

Перегонка нефти с целью получения указанных фракций (по топливному варианту) производится на атмосферных трубчатых установках (АТ). Для более глубокой переработки нефти используются атмосферно-вакуумные трубчатые установки (АВТ), имеющие кроме атмосферного вакуумный блок, где из мазута выделяют масляные фракции (дистилляты), вакуумный газойль, оставляя в остатке гудрон.

Вторичная переработка нефти Классификация методов вторичной переработки нефти приведена на рис. 8.3. Все они делятся на две группы — термические и каталитические.

К **термическим методам** относятся термический крекинг, коксование и пиролиз.

Термический крекинг — это процесс разложения высокомолекулярных углеводородов на более легкие при температуре 470...540 °С и давлении 4...6 МПа. Сырьем для термического крекинга является мазут и другие тяжелые нефтяные остатки. При высоких температуре и давлении длинноцепочные молекулы сырья расщепляются. Продукты реакции разделяются с получением топливных компонентов, газа и крекинг-остатка.

Коксование — это форма термического крекинга, осуществляемого при температуре 450...550 °С и давлении 0,1...0,6 МПа. При этом получают газ, бензин, керосино-газойлевые фракции, а также кокс.

Пиролиз — это термический крекинг, проводимый при температуре 750...900 °С и давлении, близком к атмосферному, с целью получения сырья для нефтехимической промышленности. Сырьем для пиролиза являются легкие углеводороды, содержащиеся в газах, бензины первичной перегонки, керосины термического крекинга, керосино-газойлевая фракция. Продукты реакции разделяются с получением индивидуальных непредельных углеводородов (этилен, пропилен и др.). Из жидкого остатка, называемого смолой пиролиза, могут быть извлечены ароматические углеводороды.

К **каталитическим методам** относятся каталитический крекинг и риформинг.



Рис. 8.3. Классификация методов вторичной переработки нефти

Каталитический крекинг — это процесс разложения высокомолекулярных углеводородов при температурах 450...500 °С и давлении 0,2 МПа в присутствии катализаторов — веществ, ускоряющих реакцию крекинга и позволяющих осуществлять ее при более низких, чем при термическом крекинге, давлениях.

В качестве катализаторов используются, в основном, алюмосиликаты и цеолиты.

Сырьем для каталитического крекинга являются вакуумный газойль, а также продукты термического крекинга и коксования мазутов и гудронов. Получаемые продукты — газ, бензин, кокс, легкий и тяжелый газойли.

Риформинг — это каталитический процесс переработки низкооктановых бензиновых фракций, осуществляемый при температуре около 500 °С и давлении 2...4 МПа. В результате структурных преобразований октановое число углеводородов в составе катализата резко повышается. Данный катализат является основным высокооктановым компонентом товарного автомобильного бензина. Кроме того, из катализата могут быть выделены ароматические углеводороды (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы).

Гидрогенизационными называются процессы переработки нефтяных фракций в присутствии водорода, вводимого в систему извне. Гидрогенизационные процессы протекают в присутствии катализаторов при температуре 260...430 °С и давлении 2...32 МПа.

Таким образом, применение гидрогенизационных процессов позволяет углубить переработку нефти, обеспечив увеличение выхода светлых

нефтепродуктов, а также удалить нежелательные примеси серы, кислорода, азота (гидроочистка).

К гидрогенизационным относятся следующие процессы:

- 1) деструктивная гидрогенизация;
- 2) гидрокрекинг;
- 3) недеструктивная гидрогенизация (гидроочистка).

Данные процессы требуют больших капиталовложений и резко увеличивают эксплуатационные расходы, что ухудшает технико-экономические показатели заводов. Затраты тем больше, чем выше давление, применяемое в процессе, чем более тяжелым по плотности и фракционному составу является сырье и чем больше в нем серы.

Очистка нефтепродуктов Фракции (дистилляты), получаемые в ходе первичной и вторичной переработки нефти, содержат в своем составе различные примеси. Состав и концентрация примесей, содержащихся в дистиллятах, зависят от вида используемого сырья, применяемого процесса его переработки, технологического режима установки. Для удаления вредных примесей дистилляты подвергаются очистке.

Очистка светлых нефтепродуктов Нежелательными примесями в дистиллятах светлых нефтепродуктов являются сернистые соединения, нафтеновые кислоты, непредельные соединения, смолы, твердые парафины. Присутствие в моторных топливах сернистых соединений и нафтеновых кислот вызывает коррозию деталей двигателей. Непредельные соединения в топливах при хранении и эксплуатации образуют осадки, загрязняющие систему топливопроводов и препятствующие нормальной эксплуатации двигателей. Повышенное содержание смол в топливе приводит к нагарообразованию, осаждению смол на деталях камер сгорания. Присутствие в нефтепродуктах твердых углеводородов приводит к увеличению температуры их застывания, в результате чего парафин осаждается на фильтрах, ухудшается подача топлива в цилиндры, двигатель глохнет.

К отдельным нефтепродуктам предъявляются специфические требования. Так, в осветительных керосинах нежелательно присутствие ароматических углеводородов, образующих коптящее пламя. Наличие ароматических углеводородов в ряде растворителей (например, уайт-спирите) делает последние токсичными.

Для удаления вредных примесей из светлых нефтепродуктов применяются следующие процессы:

- 1) щелочная очистка (выщелачивание);
- 2) кислотно-щелочная очистка;
- 3) депарафинизация;
- 4) гидроочистка;
- 5) ингибирование.

Щелочная очистка заключается в обработке бензиновых, керосиновых и дизельных фракций водными растворами каустической или кальцинированной соды. При этом из бензинов удаляют сероводород и частично меркаптаны, из керосинов и дизельных топлив — нафтенновые кислоты.

Кислотно-щелочная очистка применяется с целью удаления из дистиллятов непредельных и ароматических углеводородов, а также смол. Заключается она в обработке продукта сначала серной кислотой, а затем — в ее нейтрализации водным раствором щелочи.

Депарафинизация используется для понижения температуры застывания дизельных топлив и заключается в обработке дистиллята раствором карбамида. В ходе реакции парафиновые углеводороды образуют с карбамидом соединение, которое сначала отделяется от продукта, а затем при нагревании разлагается на парафин и карбамид.

Гидроочистка применяется для удаления сернистых соединений из бензиновых, керосиновых и дизельных фракций. Для этого в систему при температуре 350...430 °С и давлении 3...7 МПа в присутствии катализатора вводят водород. Он вытесняет серу в виде сероводорода.

Гидроочистку применяют также для очистки продуктов вторичного происхождения от непредельных соединений.

Ингибирование применяется для подавления реакций окисления и полимеризации непредельных углеводородов в бензинах термического крекинга путем введения специальных добавок.

Очистка смазочных масел Для очистки смазочных масел применяют следующие процессы:

- селективную очистку растворителями;
- депарафинизацию;
- гидроочистку;
- деасфальгизацию;
- щелочную очистку.

Селективными растворителями называют вещества, которые обладают способностью извлекать при определенной температуре из нефте-

продукта только какие-то определенные компоненты, не растворяя других компонентов и не растворяясь в них.

Очистка производится в экстракционных колоннах, которые бывают либо полыми внутри, либо с насадкой или тарелками различного типа.

Для очистки масел применяют следующие растворители: фурфурол, фенол, пропан, ацетон, бензол, толуол и другие. С их помощью из масел удаляют смолы, асфальтены, ароматические углеводороды и твердые парафиновые углеводороды.

В результате селективной очистки образуются две фазы: полезные компоненты масла (рафинат) и нежелательные примеси (экстракт).

Депарафинизации подвергают рафинаты селективной очистки, полученные из парафинистых нефтей и содержащие твердые углеводороды. Если этого не сделать, то при понижении температуры масла теряют подвижность и становятся непригодными для эксплуатации.

Депарафинизация осуществляется фильтрацией после предварительного охлаждения продукта, разбавленного растворителем.

Целью **гидроочистки** является улучшение цвета и стабильности масел, повышение их вязкостно-температурных свойств, снижение коксуетности и содержания серы. Сущность данного процесса заключается в воздействии водорода на масляную фракцию в присутствии катализатора при температуре, вызывающей распад сернистых и других соединений.

Деасфальгизация полугудрона производится с целью его очистки от асфальто-смолистых веществ. Для разделения полугудрона на деасфальтизат (масляная фракция) и асфальт применяется экстракция легкими углеводородами (например, сжиженным пропаном).

Щелочная очистка применяется для удаления из масел нафтеновых кислот, меркаптанов, а также для нейтрализации серной кислоты и продуктов ее взаимодействия с углеводородами, остающимися после деасфальгизации.

8.4. Типы нефтеперерабатывающих заводов

Ни один завод не может вырабатывать всю номенклатуру нефтепродуктов, в которых нуждаются близлежащие потребители. Это связано с тем, что современные установки и производства проектируются на большую производительность, т. к. в этом случае они более экономичны. Недостающие нефтепродукты завозятся с нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), расположенных в других регионах.

Существуют пять основных типов НПЗ:

- 1) топливный с неглубокой переработкой нефти;
- 2) топливный с глубокой переработкой нефти;
- 3) топливно-нефтехимический с глубокой переработкой нефти и производством нефтехимической продукции;
- 4) топливно-масляный;
- 5) энергонефтехимический.

На заводах первых двух типов вырабатывают в основном различные виды топлива. При неглубокой переработке нефти получают не более 35% светлых нефтепродуктов, остальное — топочный мазут. При глубокой переработке соотношение обратное. Это достигается применением вторичных методов переработки нефти: каталитического крекинга, коксования, гидрокрекинга и др.

На заводах топливно-нефтехимического типа вырабатывают не только топлива, но и нефтехимические продукты. В качестве сырья используют либо газы, получаемые при глубокой переработке нефти, или бензиновые и керосино-дизельные фракции первичной перегонки нефти.

На заводах топливно-масляного типа наряду с топливами вырабатывают широкий ассортимент масел, парафины, битум и другие продукты.

Заводы энергонефтехимического типа строят при ТЭЦ большой мощности или вблизи нее. На таких заводах в процессе перегонки нефти отбирают бензиновые, керосиновые и дизельные фракции, а мазут направляют на ТЭЦ в качестве топлива. Полученные фракции светлых нефтепродуктов используют в качестве сырья для нефтехимического производства.

8.5. Современное состояние нефтепереработки

В настоящее время крупнейшими потребителями нефти являются Северная Америка, Азиатско-Тихоокеанский регион и Западная Европа. Здесь, а также в России, Украине, Бразилии, Венесуэле, Саудовской Аравии и Иране находятся основные мировые мощности нефтепереработки (табл. 8.1).

Из табл. 8.1 видно, что мировым лидером в области первичной переработки нефти являются США — 821 млн т/год. Далее в порядке убывания следуют Россия (269,8), Япония (246,3), Китай (215,8), Южная Корея (127,1), Италия (117,1), Германия (112,1), Индия (104,9) и т. д. В первые десятилетия XXI века ожидается прирост мирового потребления нефте-

продуктов и, соответственно, увеличение мощностей первичной переработки нефти.

Таблица 8.1 — Государства — региональные лидеры в области первичной переработки нефти на 1 января 2001 г.*

Регион	Страна	Количество НПЗ	Объем первичной переработки, млн т/год
Северная Америка	США	152	821,0
	Канада	21	94,6
	Мексика	6	75,7
Азиатско-Тихоокеанский регион	Япония	35	246,3
	Китай	97	215,8
	Южная Корея	6	127,1
	Индия	17	104,9
	Сингапур	3	63,0
Западная Европа	Италия	17	117,1
	Германия	17	112,1
	Франция	13	94,1
	Великобритания	11	87,9
	Испания	9	64,2
	Нидерланды	6	59,8
Восточная Европа и СНГ	Россия	31	269,8
	Украина	6	50,9
Центральная и Южная Америка	Бразилия	13	95,2
	Венесуэла	15	63,6
Ближний Восток	Саудовская Аравия	8	86,6
	Иран	9	73,7

* Приведены страны с общим объемом первичной переработки нефти 50 млн т/год и более.

Важный показатель состояния мировой нефтеперерабатывающей промышленности — мощности вторичных процессов, обеспечивающих рост доли светлых нефтепродуктов в общем объеме производства. Сведения о них для государств, упомянутых в табл. 8.1, приведены в табл. 8.2.

Из нее видно, что лидерами в области применения вторичных методов для переработки тяжелых прямогонных фракций являются США, Канада, Германия, Италия и Великобритания. Что касается процессов, направленных на увеличение выхода компонентов автомобильного бензина, а также на улучшение их качества (гидрокрекинг, каталитический реформинг и гидроочистка), то их, помимо перечисленных выше стран, широко применяют Япония и Южная Корея.

Таблица 8.2 — Мощность процессов, увеличивающих глубину переработки нефти и улучшающих качество нефтепродуктов, в различных странах мира на 1 января 2001 года

Регион	Страна	Мощность вторичных процессов, млн т/год							
		Вакуумная перегонка	Термические процессы	Каталитический крекинг	Каталитический риформинг	Гидрокрекинг	Гидроочистка	Алкилирование	Изомеризация
Северная Америка	США	370,7	107,5	277,4	176,7	71,5	538,9	58,1	31,0
	Канада	31,2	8,7	20,6	17,4	12,8	40,4	3,1	3,8
	Мексика	37,6	7,0	18,3	11,2	0,9	37,1	6,0	—
Азиатско-Тихоокеанский регион	Япония	82,0	4,4	39,7	35,7	8,0	211,5	2,1	1,0
	Китай	2,0	14,4	44,3	7,8	6,1	14,1	1,3	—
	Южная Корея	15,6	0,9	8,3	11,5	6,0	50,5	0,3	—
	Индия	24,0	6,9	8,3	2,1	2,7	8,8	—	—
	Сингапур	15,5	10,3	3,2	7,0	4,7	28,6	0,4	—
Западная Европа	Италия	37,8	22,9	15,1	13,5	13,2	53,2	1,8	4,4
	Германия	46,1	17,1	17,1	19,0	8,2	79,5	1,3	3,5
	Франция	38,2	7,7	18,4	13,1	0,8	46,1	0,9	3,4
	Великобритания	38,3	8,1	22,0	16,4	1,6	50,4	4,6	4,4
	Испания	18,4	9,2	8,9	9,7	2,3	26,6	0,7	0,7
Восточная Европа и СНГ	Нидерланды	21,4	7,8	5,0	8,5	8,0	32,3	0,7	1,0
	Россия	95,6	21,4	16,4	38,4	1,9	104,9	0,5	0,7
Центральная и Южная Америка	Украина	16,3	1,9	3,4	5,0	—	18,4	—	—
	Бразилия	36,1	4,5	21,1	1,2	—	11,5	0,2	—
	Венесуэла	29,1	7,2	11,5	2,5	—	19,4	3,3	1,0
Ближний Восток	Саудовская Аравия	22,2	6,9	5,2	9,6	6,6	27,5	1,2	1,6
	Иран	29,0	7,8	1,5	8,0	7,0	9,0	—	—

Информация о крупнейших компаниях-нефтепереработчиках мира по состоянию на 1 января 2001 г. дана в табл. 8.3. Нетрудно видеть, что среди крупнейших компаний больше всего (восемь) представителей США. Семь из двадцати пяти компаний находятся в Азиатско-Тихоокеанском регионе (по две в Китае и Японии, а также по одной в Южной Корее, Японии и Индонезии). Четыре компании — западноевропейские (Нидерланды, Великобритания, Испания и Италия). Таким образом, девятнадцать из двадцати пяти крупнейших нефтеперерабатывающих компаний мира находятся в регионах, являющихся главными потребителями нефти на нашей планете.

Таблица 8.3 — Двадцать пять крупнейших нефтеперерабатывающих компаний мира (на 1 января 2001 г.)

Компания	Страна	Нефтеперерабатывающие мощности, млн т/год
Exxon Mobil Corp.	США	269,4
Royal Dutch/Shell Group.	Нидерланды — Великобритания	198,5
BP	Великобритания — США	158,2
Sinopec	Китай	139,0
Petroleos de Venezuela SA	Венесуэла	130,8
TotalFinaElf SA	Франция — Бельгия	124,3
Saudi Aramco	Саудовская Аравия	97,8
China National Petroleum Corp.	Китай	95,3
Petroleo Brasileiro SA	Бразилия	89,0
Petroleos Mexicanos	Мексика	82,5
National Iranian Oil Co.	Иран	73,2
Chevron Corp.	США	70,5
Texaco Inc.	США	64,9
Tosco Corp.	США	64,6
Repsol — YPF	Испания — Аргентина	58,1
Nippon Mitsubishi Petroleum Refining Co. LTD	Япония	54,3
Agip Petroli SpA	Италия	51,2
Pertamina	Индонезия	49,3
Kuwait National Petroleum Co.	Кувейт	47,5
Marathon Ashland Petroleum LLC	США	46,4
Caltex Inc.	Сингапур	41,6
Conoco Inc.	США	41,5
SK Corp.	Южная Корея	40,6
Sunoco Inc.	США	40,4
Idemitsu Kosan Co. LTD	Япония	38,9

Для сравнения в табл. 8.4 приведена информация о мощностях первичной переработки и о загрузке НПЗ России.

Из табл. 8.4 видно, что по мощности первичной переработки российским лидером в 2000 г. был ЛУКОЙЛ (23 176,4 тыс. т/год). Далее в порядке убывания следуют ЮКОС (21 810,6), Башнефтехим (20 263,8), Сургутнефтегаз (15 965,5) и др. Первая тройка российских компаний-нефтепереработчиков по своим показателям близка к мировым лидерам, приведенным в табл. 8.3.

Средний уровень загрузки российских НПЗ в 2000 г. составлял 64 %. Самые высокие показатели обеспеченности нефтью были у «Киришинефтеоргсинтез» (95,1 %), Туапсинского НПЗ (88 %) и «Волгограднефтепере-

работка» (86%), входящих в состав вертикально интегрированных нефтяных компаний.

В 2001 г. объем первичной переработки нефти в России составил 177 млн т, а к 2020 г. он возрастет до 200...225 млн т.

Таблица 8.4 – Первичная переработка нефти в России в 2000 г.

Компания	НПЗ	Мощности первичной переработки, млн т/год	Объем первичной переработки, млн т/год	Уровень загрузки НПЗ, %
ЛУКОЙЛ	Пермнефтеоргсинтез	14,20	11,15	78,4
	Волгограднефтепереработка	9,85	8,47	86,0
	Ухтинский НПЗ	6,03	3,56	59,0
	Всего	30,08	23,18	76,8
ЮКОС	Новокуйбышевский НПЗ	10,00	7,51	75,1
	Сызранский НПЗ	7,57	4,25	56,1
	Ачинский НПЗ	6,30	5,14	81,5
	Самарский НПЗ	6,25	4,91	78,6
	Всего	30,12	21,81	70,4
Башнефтехим	Новыйл	14,25	5,88	41,3
	Уфимский НПЗ	11,75	7,57	64,5
	Уфанефтехим	9,21	6,81	73,9
	Всего	35,21	20,26	57,6
Сургутнефтегаз	Киришинефтеоргсинтез (Кинеш)	16,80	15,97	95,1
Сибнефть	Омский НПЗ	18,90	12,56	66,4
Тюменская НК	Рязанский НПЗ	18,90	11,58	61,3
	Нижевартовский НПЗ	2,00	0,76	37,8
	Всего	20,90	12,34	59,0
Славнефть	Ярославнефтеоргсинтез	14,50	10,63	73,3
	Ярославский НПЗ	0,44	0,24	56,0
	Всего	14,94	10,88	72,8
РИНКО	Хабаровский НПЗ	4,70	2,60	55,3
	Ангарская НХК	22,04	7,73	35,1
	Всего	26,74	10,33	38,7
ЦТК	Московский НПЗ	12,15	9,30	76,5
Роснефть	Комсомольский НПЗ	5,40	3,62	67,0
	Туапсинский НПЗ	3,90	3,46	88,0
	Краснодарнефтеоргсинтез	1,40	0,09	6,4
	Всего	10,70	7,17	67,0
—	Нижекамскнефтехим	7,00	5,56	79,4
—	Салаватнефтеоргсинтез	8,42	5,34	63,4

Продолжение таблицы 8.4

Компания	НПЗ	Мощности первичной переработки, млн т/год	Объем первичной переработки, млн т/год	Уровень загрузки НПЗ, %
Газпром	Сургутгаздобыча	4,40	2,26	51,4
	Астраханьгазпром	3,30	2,15	65,2
	Уренгойгазпром	0,45	0,37	81,5
	Всего	8,15	4,78	58,6
ОНАКО	Орскнефтеоргсинтез	6,60	4,31	65,3
НОРСИойл	НОРСИ	17,96	3,71	20,6
СИДАНКО	Крекинг	6,72	3,67	54,6

Об уровне использования методов вторичной переработки нефти компаниями России можно судить по данным табл. 8.5.

Российская нефтеперерабатывающая промышленность располагает избыточными мощностями по производству мазута, дизельного топлива с низким цетановым числом и низкооктанового бензина. Оборудование для выпуска высококачественных бензина и дизельного топлива установлено не везде, а там, где оно есть, используются не самые современные методы глубокой переработки нефти. В результате в 2001 году средняя доля бензина в выпускаемой НПЗ продукции составляла около 16%, а средняя глубина переработки нефти по стране — 71%.

Одной из особенностей российской нефтеперерабатывающей промышленности является то, что НПЗ, как правило, строились и модернизировались на протяжении нескольких десятилетий, в результате чего они располагают как давно устаревшим, так и сравнительно современным оборудованием. Поэтому задачей нефтеперерабатывающих компаний является не строительство новых, а модернизация уже существующих заводов. В результате этих мер, средняя глубина переработки нефти в России к 2020 году должна возрасти до 85%.

Таблица 8.5 — Мощности вторичной переработки нефти в России в 2000 г.

Компания	НПЗ	Мощности первичной переработки, тыс.т/год								Алкилирование	Изомеризация
		Вакуумная перегонка	Термические процессы	Каталитический крекинг	Каталитический риформинг	Гидрокрекинг	Гидроочистка	Алкилирование	Изомеризация		
ЛУКОЙЛ	Пермнефтеоргсинтез	6300,0	867,3	786,3	1774,8	н/д	1800,0	50,2	н/д		
	Волгограднефтепереработка	3975,1	1022,3	—	942,0	—	3325,0	—	—		
	Ухтинский НПЗ	657,8	375,9	—	464,9	—	475,0	—	—		
	Всего	10932,9	2265,5	786,3	3181,7	—	5600	50,2	—		
ЮКОС	Новокуйбышевский НПЗ	3650,0	1265,0	863,3	1675,9	—	4915,0	—	—		
	Сызранский НПЗ	2440,0	845,8	853,4	1927,5	—	5836,1	—	—		
	Ачинский НПЗ	2009,2	—	—	1276,0	—	4259,0	—	—		
	Самарский НПЗ	2035,0	789,4	689,4	2189,7	—	5076,0	41,6	—		
	Всего	10134,2	2900,2	2406,1	7069,1	—	20086,1	41,6	—		
	Новый	4690,0	2942,1	1112,4	2385,0	—	5860,3	140,7	—		
Башнефтехим	Уфимский НПЗ	4933,6	1545,0	1917,8	734,0	—	4524,6	—	—		
	Уфалефтехим	3100,0	1185,0	863,0	1533,8	958,9	4025,2	—	—		
	Всего	12723,6	5672,1	3893,2	4652,8	958,9	14410,1	140,7	—		
Сургутнефтегаз	Киришинефтеоргсинтез	4266,4	—	—	2842,0	—	8635,0	—	354,3		
Сибнефть	Омский НПЗ	9750,0	3433,6	3279,5	3355,5	958,9	7959,8	63,6	—		
	Рязанский НПЗ	4181,8	1099,5	911,0	2666,8	—	6851,9	—	—		
Тюменская НК	Нижневартовский НПЗ	—	—	—	—	—	—	—	—		
	Всего	4181,8	1099,5	911,0	2666,8	—	6851,9	—	—		

Продолжение таблицы 8.5

Компания	НПЗ	Мощности первичной переработки, тыс.т/год							Алкилирование	Изомеризация
		Вакуумная перегонка	Термические процессы	Каталитический крекинг	Каталитический риформинг	Гидрокрекинг	Гидроочистка			
Славнефть	Ярославнефтеоргсинтез	13515,3	620,2	1500,0	1284,8	—	4766,7	89,3	177,1	
	Ярославский НПЗ	—	—	—	—	—	—	—	—	
РИНКО	Всего	13515,3	620,2	1500,0	1284,8	—	4766,7	89,3	177,1	
	Хабаровский НПЗ	507,5	714,2	—	4893,0	—	527,8	—	—	
	Ангарская НХК	9773,2	1848,3	1687,7	2552,0	—	4444,3	н/д	н/д	
	Всего	10280,7	2562,5	1687,7	7445,0	—	4972,1	—	—	
ЦТК	Московский НПЗ	4510,7	1000,0	1566,0	1651,5	—	7137,0	—	177,1	
	Комсомольский НПЗ	1663,3	1049,0	—	367,0	—	950,0	—	—	
Роснефть	Туапсинский НПЗ	—	—	—	391,5	—	405,0	—	—	
	Краснодарнефтеоргсинтез	—	—	—	807,4	—	632,0	—	—	
	Всего	1663,3	1049,0	—	1565,9	—	1987,9	—	—	
—	Нижнекамскнефтехим	—	—	—	—	—	—	—	—	
—	Салаватнефтеоргсинтез	3665,0	469,9	611,3	1508,0	—	3620,0	58,7	—	
Газпром	Сургутгаздобыча	—	—	—	250,0	—	—	—	—	
	Астраханьгазпром	—	—	—	1223,3	—	2000,0	—	—	
	Уренгойгазпром	—	—	—	—	—	—	—	—	
ОНАКО	Всего	—	—	—	1473,3	—	2000,0	—	—	
	Орсенефтеоргсинтез	2687,0	—	—	893,0	—	3630,0	56,3	—	
НОРСИойл	НОРСИ	3730,0	—	—	2275,3	—	8060,2	—	—	
СИДАНКО	Крекинг	3289,0	—	—	1174,4	—	1678,1	—	—	

9. Переработка газов

9.1. Исходное сырье и продукты переработки газов

Легкие углеводороды содержатся в природных горючих газах (чисто газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений), а также в газах, получаемых при переработке нефти.

Природные горючие газы состоят в основном из смеси парафиновых углеводородов. Кроме того, в их состав могут входить азот, углекислый газ, пары воды, сероводород, гелий.

Природные горючие газы перерабатывают на газоперерабатывающих заводах, которые строят вблизи крупных нефтяных и газовых месторождений. Предварительно газы очищают от мехпримесей (частиц пыли, песка, окалины и т. д.), осушают и очищают от сероводорода и углекислого газа. Продуктами первичной переработки природных горючих газов являются газовый бензин, сжиженные и сухие газы, технические углеводороды: этан, пропан, бутаны, пентаны.

Газы, получаемые при первичной и вторичной (особенно там, где используют термokatалитические процессы) **переработке нефти**, кроме предельных парафиновых углеводородов содержат и непредельные — олефины. Этим они отличаются от природных горючих газов.

9.2. Основные объекты газоперерабатывающих заводов

На газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с полным (законченным) технологическим циклом применяют пять основных технологических процессов:

- 1) прием, замер и подготовка (очистка, осушка и т. д.) газа к переработке;
- 2) компримирование газа до давления, необходимого для переработки;

- 3) отбензинивание газа, т. е. извлечение из него нестабильного газового бензина;
- 4) разделение нестабильного бензина на газовый бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды (пропан, бутаны, пентаны, н-гексан);
- 5) хранение и отгрузка жидкой продукции завода.

Газоперерабатывающее производство может быть организовано не только как ГПЗ, но и как газоотбензинивающая установка в составе нефтегазодобывающего управления (НГДУ) или нефтеперерабатывающего завода (НПЗ). Это делается, когда количество исходного сырья невелико.

Принципиальная технологическая схема ГПЗ приведена на рис. 9.1.

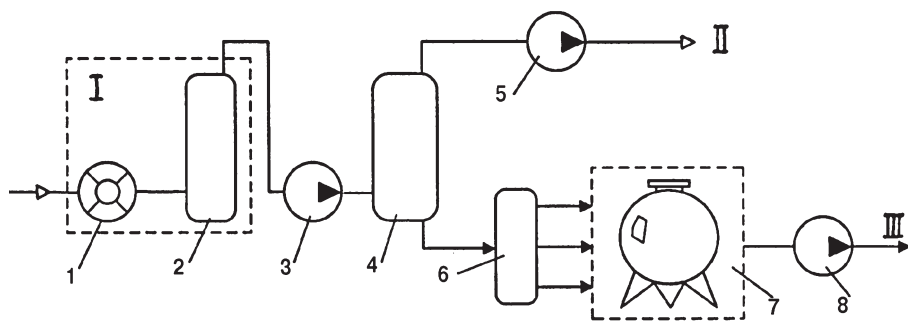


Рис. 9.1. Принципиальная технологическая схема ГПЗ:

- 1—узел замера количества газа; 2—установка очистки газа;
- 3—компрессорная станция; 4—отбензинивающие установки;
- 5—компрессорная станция 2-й ступени; 6—газодиффузионные установки; 7—товарный парк; 8—пункт отгрузки жидкой продукции;
- I—пункт приема газа; II—сухой газ потребителям;
- III—жидкая продукция потребителям

Газ поступает на **пункт приема** под давлением 0,15...0,35 МПа. Здесь сначала производят замер его количества, а затем направляют в приемные сепараторы, где от газа отделяют механические примеси (песок, пыль, продукты коррозии газопроводов) и капельную влагу. Далее газ поступает на установку очистки газа 2, где от него отделяют сероводород и углекислый газ.

Компрессорная станция I-й ступени 3 предназначена для перекачки сырьевого («сырого») газа. Сжатие осуществляется в одну, две или три ступени газомоторными компрессорами (10ГК, 10ГКМ, 10ГКН) или центробежными нагнетателями (К-380, К-980).

На **отбензинивающих установках** 4 сырьевой газ разделяют на нестабильный газовый бензин, отбензиненный газ и сбросной газ. Нестабильный

бензин направляют на газофракционирующие установки 6. Отбензиненный («сухой») газ компрессорной станцией II-й ступени 5 закачивается в магистральный газопровод или реализуется местным потребителям. Сбросной газ используют для топливных нужд котельной и трубчатых печей.

Газофракционирующие установки 6 предназначены для разделения нестабильного бензина на газовый (стабильный) бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды: этан, пропан, бутаны, пентаны и н-гексан. Получаемые продукты газоразделения откачивают в товарный парк 7, откуда впоследствии производится их отгрузка железнодорожным транспортом или по трубопроводам.

9.3. Отбензинивание газов

Для отбензинивания газов используются компрессионный, абсорбционный, адсорбционный и конденсационный методы.

Компрессионный метод Сущность компрессионного метода заключается в сжатии газа компрессорами и последующем его охлаждении в холодильнике. Уже при сжатии тяжелые компоненты газа частично переходят из газовой фазы в жидкую. С понижением температуры выход жидкой фазы из сжатого газа возрастает.

Компрессионный метод применяют для отбензинивания «жирных» газов, в которых содержится более 1000 г/м^3 тяжелых углеводородов. Оптимальным для нефтяных газов является давление компримирования 2...4 МПа.

Абсорбционный метод Сущность абсорбционного метода состоит в поглощении тяжелых углеводородов из газовых смесей жидкими поглотителями (абсорбентами). В качестве таких поглотителей могут быть использованы керосин, дизельный дистиллят, масла.

При физической абсорбции поглощаемые углеводороды не образуют химических соединений с абсорбентами. Поэтому обычно физическая абсорбция обратима, т. е. поглощенные компоненты можно выделить из абсорбентов. Этот процесс называется десорбцией. Чередование процессов абсорбции и десорбции позволяет многократно применять один и тот же поглотитель.

Количество поглощенных газов при абсорбции увеличивается с повышением давления и понижением температуры. Чем больше молярная масса компонентов газа, тем в большем количестве он поглощается одной и той же жидкостью.

Принципиальная схема абсорбционно-десорбционного процесса приведена на рис. 9.2. Исходный (сырьевой) газ I подается в нижнюю часть абсорбера 1. Поднимаясь вверх, газ контактирует с абсорбентом, стекающим по тарелкам абсорбера вниз, в результате чего (вследствие массообмена) целевые компоненты из газа переходят в жидкость. Очищенный газ II выходит из верхней части абсорбера, а насыщенный абсорбент IV — из нижней части.

Насыщенный абсорбент поступает в гидравлическую турбину 7, где совершает полезную работу, приводя в действие насос 3. В результате его давление снижается от давления абсорбции до давления десорбции. Далее насыщенный абсорбент нагревается в подогревателе 5 и поступает в верхнюю часть десорбера 6. В нижнюю часть десорбера 6 подается горячий десорбирующий агент (острый водяной пар) VI. В результате нагрева насыщенного абсорбента происходит процесс десорбции. Испарившиеся целевые компоненты V выходят через верхнюю часть десорбера, а регенерированный абсорбент — через нижнюю часть. Регенерированный абсорбент после рекуперации теплоты в подогревателе 5 через промежуточную емкость 4 и холодильник 2 насосом 3 возвращается в абсорбер 1.

Применение абсорбционного метода наиболее рационально для отбензинивания газов, содержащих от 200 до 300 г тяжелых углеводородов в 1 м³.

Адсорбционный метод **Адсорбцией** называется процесс поглощения одного или нескольких компонентов из газовой смеси твердым веществом — **адсорбентом**. Процессы адсорбции обычно обратимы. На этом основан процесс **десорбции** — выделение из адсорбента поглощенных им веществ.

В качестве адсорбентов применяются пористые твердые вещества, имеющие большую **удельную поверхность** — от сотен до десятков сотен квадратных метров на грамм вещества. Другой важнейшей характеристикой адсорбентов является их **адсорбционная активность** (или адсорбционная емкость), равная количеству целевых компонентов (в мас. %, грамах и т. п.), которое может быть поглощено единицей массы адсорбента.

Адсорбционная активность адсорбентов зависит от состава газа, давления и температуры. Чем выше молярная масса газа и давление, а также чем ниже температура, тем адсорбционная активность выше.

В качестве адсорбентов при разделении газовых смесей используют активированный уголь, силикагель и цеолиты.

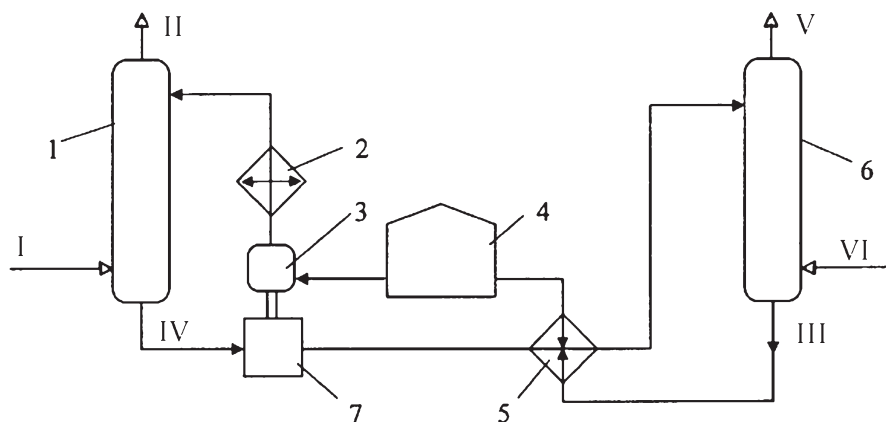


Рис. 9.2. Принципиальная схема абсорбционно-десорбционного процесса; 1—абсорбер; 2—холодильник; 3—насос; 4—промежуточная емкость; 5—подогреватель; 6—десорбер; 7—гидравлическая турбина; I—сырьевой газ; II—газ, освобожденный от целевых компонентов; III—регенерированный абсорбент; IV—насыщенный абсорбент; V—целевые компоненты; VI—десорбирующий агент

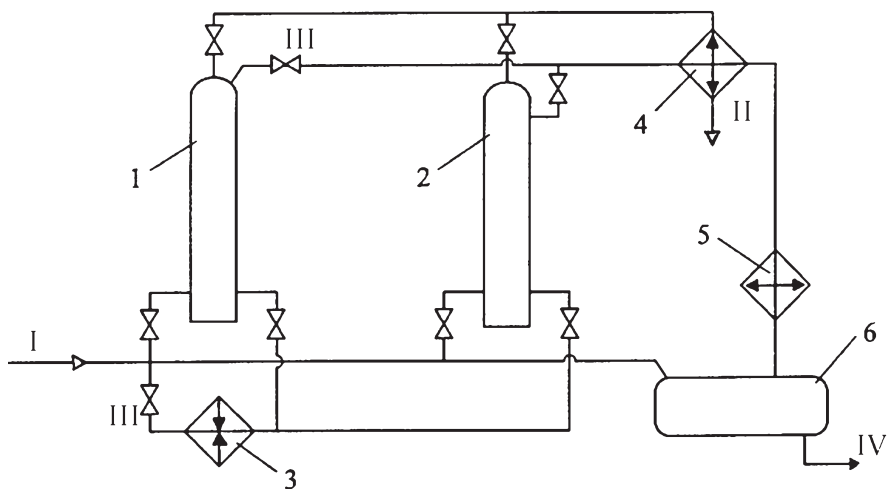


Рис. 9.3. Принципиальная схема адсорбционного отбензинивания газовой смеси; 1, 2—адсорберы; 3—подогреватель; 4, 5—холодильники; 6—конденсатосборник; I—отсепарированный от жидкости сырьевой газ; II—отбензиненный газ; III—регенерационный газ; IV—скоонденсированные тяжелые углеводороды

Принципиальная схема отбензинивания газов адсорбционным методом приведена на рис. 9.3.

На отбензинивание подается газ, от которого предварительно отделена капельная влага. Это связано с тем, что попадание капельной жидкости в слой адсорбента вызывает его разрушение и снижение адсорбционной активности. Пройдя слой адсорбента, например, в адсорбере 1, сырьевой газ очищается от целевых компонентов. Для регенерации адсорбента в адсорбере 2 отбирается поток регенерационного газа III в количестве 15...30% от расхода сырьевого газа. Регенерационный газ нагревается в подогревателе 3 и поступает в адсорбер 2, где адсорбированные компоненты переходят из слоя адсорбента в нагретый газ. По выходе из адсорбера регенерационный газ охлаждается: сначала потоком отбензиненного газа в холодильнике 4, а затем водой в холодильнике 5. Выпадающий при этом конденсат собирается в конденсатосборнике 6, а отбензиненный газ направляется на доочистку в работающий адсорбер 1.

По мере насыщения адсорбента в адсорбере 1 он выводится на регенерацию, а в работу включается адсорбер 2.

Для регенерации адсорбента применяют также пропаривание адсорберов острым водяным паром с последующим охлаждением выходящего влажного пара и отделением углеводородов.

Адсорбционный способ отбензинивания углеводородных газов применяют при содержании тяжелых компонентов от 50 до 100 г/м³.

Конденсационный метод Сущность конденсационного метода заключается в сжижении тяжелых углеводородных компонентов газа при отрицательных температурах. Применяют две разновидности конденсационного метода отбензинивания газов: низкотемпературная конденсация (НТК) и низкотемпературная ректификация (НТР).

Процесс низкотемпературного отбензинивания состоит из 3 стадий:

- 1) компримирования газа до давления 3...7 МПа;
- 2) охлаждения сжатого и осушенного газа до температуры $-10...-80^{\circ}\text{C}$;
- 3) разделения образовавшейся газожидкостной смеси углеводородов на нестабильный газовый бензин и «сухой» газ.

Две первые стадии процесса при применении НТК и НТР одинаковы. Отличие между ними заключается в третьей стадии.

В схеме НТК (рис. 9.4) газожидкостная смесь под давлением 3...4 МПа проходит систему холодильников 1—3, после чего разделяется в сепараторе 4. Образовавшийся конденсат после использования в качестве хладагента в холодильниках 1, 2 подается в деэтанализатор 5, а сухой газ — в газопровод.

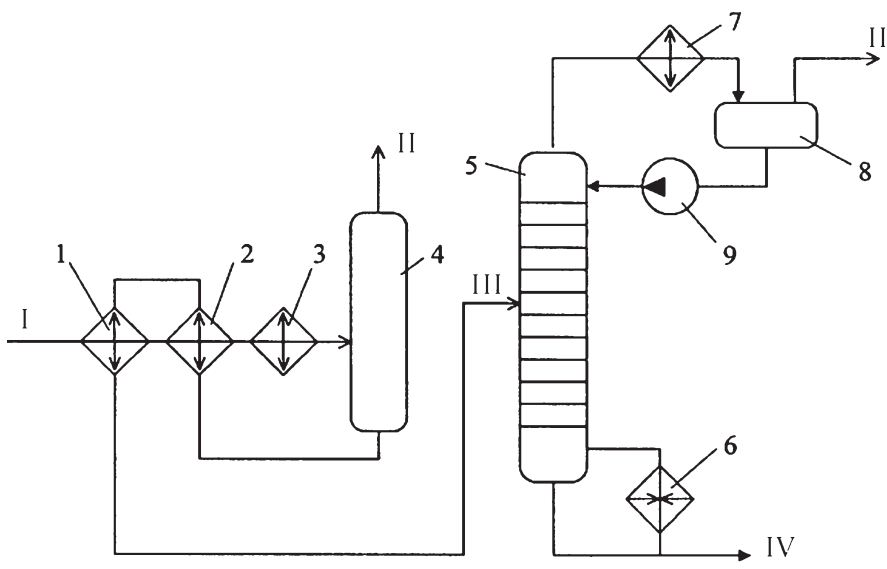


Рис. 9.4. Принципиальная схема получения деэтанализованного бензина в установке НТК:

**1, 2, 3—холодильники; 4—сепаратор; 5—деэтанализатор; 6—кипятильник;
7—пропановый холодильник; 8—рефлюксная емкость; 9—насос;
I—сырьевой газ; II—сухой газ; III—нестабильный бензин;
IV—деэтанализованный нестабильный бензин**

В конденсате кроме высококипящих углеводородов (C_3H_8 + высшие) присутствуют метан и этан, которые при его хранении, транспортировании и переработке, являются нежелательной примесью. Метан и этан отгоняют от углеводородного конденсата в деэтанализаторе 5 путем нагрева в кипятильнике 6. Углеводородные пары, отходящие с верха деэтанализатора, частично конденсируются в пропановом холодильнике 7 и направляются в рефлюксную емкость 8. Отсюда несконденсировавшийся газ отводится потребителям, а жидкая фаза насосом 9 закачивается в верхнюю часть деэтанализатора в качестве орошения.

Деэтанализованный нестабильный бензин с низа деэтанализатора направляют на газодистилляционную установку.

В схеме низкотемпературной ректификации в отличие от схемы НТК в ректификационную колонну (деэтанализатор) поступает вся газожидкостная смесь, образовавшаяся в результате компримирования и охлаждения сырьевого газа. То есть сепаратор 4 из схемы, изображенной на рис. 9.4, исключен.

Процесс НТК по сравнению с процессом НТР имеет следующие преимущества:

- благодаря предварительному отбору газовой фазы в сепараторе 4, деэтанализатор и другие аппараты установки имеют меньшие размеры;
- вследствие относительно небольшого содержания метана и этана в сырье деэтанализатора конденсацию паров в холодильнике 7 можно осуществлять при сравнительно высоких температурах $-5...-10^{\circ}\text{C}$.

Недостатками схемы НТК является то, что часть целевых компонентов теряется с газом, отбираемым из сепаратора 4. Этот недостаток устраняется более глубоким охлаждением сырьевого газа перед сепаратором, что требует больших затрат энергии.

Считается, что схема НТР наиболее рациональна при извлечении пропана в пределах 50% от потенциала, а схема НТР экономичнее при извлечении свыше 70% пропана, содержащегося в исходном газе.

9.4. Газофракционирующие установки

Нестабильный бензин, получаемый на отбензинивающих установках методами компрессии, абсорбции, адсорбции и охлаждения (НТК, НТР) состоит в общем случае из углеводородов от этана до гептана включительно. Это связано с тем, что при фазовых переходах и сорбции тяжелые углеводороды увлекают за собой легкие.

Поскольку нестабильный газовый бензин не находит непосредственного применения в народном хозяйстве, из него получают стабильный газовый бензин и технически чистые индивидуальные углеводороды — пропан, бутаны, пентаны, гексан.

Процесс разделения нестабильного газового бензина на отдельные компоненты называется **фракционированием**. В основе фракционирования лежит метод ректификации. Поскольку требуется обеспечить четкое разделение исходного сырья на компоненты, температура кипения которых различается незначительно, фракционирование осуществляют в несколько ступеней, на каждой из которых сырье разделяется на два компонента: высококипящий и низкокипящий.

Процесс разделения двухкомпонентной смеси ректификацией выглядит следующим образом. Сырье, которое надо разделить, подается в среднюю часть колонны на тарелку питания. Введенная в колонну жидкая смесь стекает по контактному устройству в нижнюю часть колонны, называемую отпарной. Навстречу потоку жидкости поднимаются пары, образовавшиеся в результате кипения жидкости в кубе колонны.

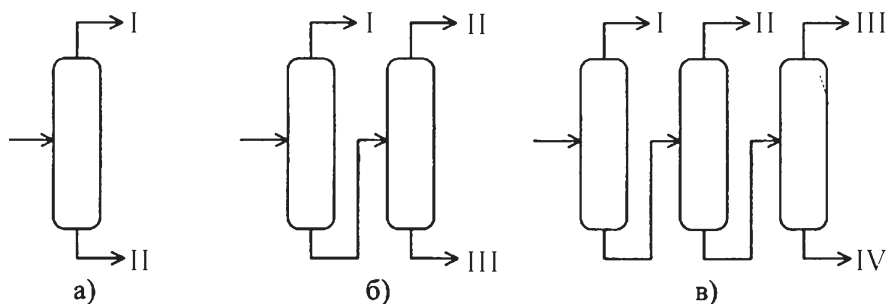


Рис. 9.5. Принципиальные схемы газофракционирования:
 а) двухкомпонентная; б) трехкомпонентная; в) четырехкомпонентная

В процессе противоточного движения паровая фаза обогащается низкокипящим компонентом, а жидкая — высококипящим.

Газофракционирующие установки бывают двух типов: одноколонные и многоколонные. Одноколонные установки называют стабилизационными. Они предназначены для разделения нестабильного газового бензина на стабильный газовый бензин и сжиженный газ (рис. 9.5а). На многоколонных ГФУ из нестабильного бензина выделяют стабильный бензин и фракции индивидуальных углеводородов. Для разделения нестабильного бензина на три компонента требуется две колонны (рис. 9.5б): в первой колонне выделяется один целевой компонент, а в следующей — второй и третий. Рассуждая аналогично легко показать, что для разделения смеси на n фракций количество ректификационных колонн должно равняться $n-1$. Таким образом, для получения стабильного газового бензина и всех возможных технически чистых углеводородов (пропан, бутаны, пентаны, гексан) требуется 6 колонн.

10. Химическая переработка углеводородного сырья

10.1. Краткие сведения о нефтехимических производствах

Нефтехимической промышленностью принято называть производство химических продуктов на основе нефти и газа. К нефтехимическим производствам относятся:

- 1) производство сырья — олефинов, диенов, ароматических и нафтеновых углеводородов;
- 2) производство полупродуктов — спиртов, альдегидов, кетонов, ангидридов, кислот и др.;
- 3) производство поверхностно-активных веществ;
- 4) производство высокомолекулярных соединений — полимеров.

Производство нефтехимического сырья

Нефтяные фракции и газы не могут быть прямо переработаны в товарные химические продукты. Для такой переработки нужно предварительно получить химически активные углеводороды, к которым относятся в первую очередь непредельные углеводороды (олефины): этилен C_2H_4 , пропилен C_3H_6 , бутилен C_4H_8 , и др. Основным промышленным методом получения олефинов является пиролиз различного газообразного и жидкого нефтяного сырья.

Еще одним видом сырья для нефтехимического производства является ацетилен C_2H_2 , получаемый при высокой температуре путем электрокрекинга (в условиях вольтовой дуги) метана. Ацетилен является одним из исходных материалов для производства синтетических волокон и пластмасс.

Производство поверхностно-активных веществ

Для производства синтетических материалов необходимы ароматические углеводороды — бензол, толуол, ксилол, нафталин и др. Бензол применяется главным образом для производства стирола и фенола. При взаимодействии с низкомолекулярными олефинами (этилен, пропилен, бутилен) из фенола получают промежуточные продукты, необходимые для производства моющих веществ, смол и присадок к маслам. Толуол в основном используется как высокооктановая добавка к моторным топливам и как растворитель. Ксилол применяется при производстве синтетических волокон («лавсан»).

Долгое время единственным промышленным методом получения ароматических углеводородов из нефти был пиролиз. В настоящее время их получают также при каталитическом риформинге узких бензиновых фракций.

Производство спиртов

Спирты применяют в производстве синтетических полимеров, каучуков, моющих веществ, в качестве растворителей, экстрагентов и для других целей. Одним из важнейших методов производства спиртов является гидратация олефинов, в ходе которой вырабатывают этиловый, изопропиловый, изобутиловый и другие спирты. Метиловый спирт получают гидрированием окиси углерода (соединение СО и водорода в условиях высоких давлений и температур в присутствии катализатора). Высшие спирты образуются при гидрировании высших жирных кислот и их эфиров, альдегидов и др.

Производство полимеров

К высокомолекулярным соединениям (полимерам) относят вещества с молекулярной массой 5000 и более. Полимеры состоят из многократно повторяющихся элементов — остатков мономеров.

Основными методами синтеза полимеров являются полимеризация и поликонденсация. **Полимеризацией** называется реакция образования высокомолекулярных веществ путем соединения нескольких молекул мономера, которая не сопровождается изменением их состава. При **поликонденсации** образование полимеров сопровождается выделением какого-либо низкомолекулярного вещества (воды, спирта, аммиака и др.). Поэтому состав элементарного звена полимера в данном случае не соответствует элементарному составу исходного мономера.

Многообразию вырабатываемых полимеров обуславливает различные технологии их производства.

Простейший технологический процесс производства **синтетического каучука** выглядит следующим образом. Из этилена путем гидратации получают этиловый спирт. Испаряя его в герметически закрытых сосудах и нагревая пары до нескольких сот градусов в реакторе в присутствии специального катализатора, получают бутadiен. После очистки бутadiен подвергают каталитической полимеризации, вырабатывая каучук-сырец. Перемешивая его при пониженном давлении, из каучука-сырца удаляют газы. Из полученного продукта получают полотнища каучука, которые в рулонах доставляют на заводы по производству резины для последующего изготовления различных изделий.

К группе **пластмасс** относятся винипласт, пенопласт, полиэтилен, тефлон и другие материалы. **Винипласт** получают в результате химической переработки поливинилхлоридной смолы, образуемой при реакции этилена с хлором. Винипласт используется для производства электроизоляционных материалов, изготовления труб и арматуры для химической промышленности и т. д.

Кроме того, добавляя к винипласту специальное вещество, выделяющее большое количество газов при нагревании (порофор), получают **пенопласт**. Промышленный пенопласт в 7...10 раз легче воды.

Широкое распространение получил **полиэтилен** — высокомолекулярный продукт полимеризации этилена. Различают полиэтилен высокого давления и полиэтилен низкого давления. Первый получают при давлении 100...300 МПа и температуре 100...300 °С в присутствии кислорода. Для этого процесса требуется этилен высокой частоты. Полиэтилен низкого давления получают путем полимеризации этилена при давлении до 1 МПа и температуре 60...80 °С в присутствии специального катализатора.

Тефлон (полифторэтилен) получают путем полимеризации мономера — тетрафторэтилена. Такие мономеры обычно получают из этилена, заменяя в его молекулах атомы водорода атомами фтора.

Из **синтетических волокон** в настоящее время наиболее широкое распространение получили капрон, лавсан, нитрон и др.

Исходным материалом для выработки **капрона** является капролактam. Его получают в результате сложной химической переработки фенола или бензола. Подвергая капролактam полимеризации при температуре 250 °С в присутствии азота, получают капроновую смолу, из которой впоследствии вырабатывают капроновое волокно.

Лавсан вырабатывают из пара-ксилола, который, в свою очередь, получают путем каталитической переработки бензиновых фракций на установках каталитического риформинга.

10.2. Основные продукты нефтехимии

Поверхностно-активные вещества (ПАВ)

ПАВ широко применяются в различных отраслях промышленности, сельском хозяйстве и быту.

В нефтедобыче ПАВ применяют для разрушения водонефтяных эмульсий, образующихся в ходе извлечения нефти на поверхность земли и ее движения по промысловым трубопроводам. ПАВ добавляют в воду при мойке резервуаров и отсеков танкеров, чтобы ускорить процесс. Одним из способов перекачки высоковязких нефтей является их совместный транспорт с водой, обработанной раствором ПАВ: в этом случае вода хорошо смачивает металл и нефть движется как бы внутри водяного кольца.

Кроме того, ПАВ используют при изготовлении синтетических моющих веществ, косметических препаратов, лосьонов, зубных паст, туалетного мыла, при дублении кожи, крашении меха, при хлебопечении, получении противопожарных пен, изготовлении кондитерских изделий и мороженого, в качестве пенообразователя при производстве бродящих напитков (квас, пиво) и др.

Несмотря на большое многообразие ПАВ, все они могут быть разделены на две группы: **ионогенные ПАВ**, которые при растворении в воде диссоциируют на ионы, и **неионогенные ПАВ**, которые на ионы не диссоциируют.

В зависимости от того, какими ионами обусловлена поверхностная активность ионогенных веществ — анионами или катионами, ионогенные вещества подразделяются на анионоактивные, катионоактивные и амфолитные. Последние отличаются тем, что в кислом растворе ведут себя как катионоактивные ПАВ, а в щелочном растворе — как анионоактивные.

По растворимости в тех или иных средах ПАВ бывают водорастворимые, водомаслорастворимые и маслорастворимые.

Синтетические каучуки

Термин «каучук» происходит от слова «каучу», которым жители Бразилии обозначали продукт, получаемый из млечного сока (латекса) гевеи, растущей на берегах р. Амазонки. Натуральный каучук выделяли из латекса коагуляцией с помощью муравьиной, щавелевой или уксусной кислоты. Образующийся рыхлый сгусток промывали водой и прокатывали на вальцах для получения листов. Затем их сушили и коптили в камерах, наполненных дымом, с целью придания натуральному каучуку устойчивости против окисления и микроорганизмов.

В Европе каучук известен с 1738 г., когда французский исследователь Ш. Кондамин представил в парижской Академии Наук образцы натурального каучука и изделия из него. В 1811 г. в Вене открылась первая резиновая фабрика. В 1823 г. шотландский химик Ч. Макинтош придумал способ изготовления непромокаемой ткани. Правда, пальто-макинтош того времени имели существенный недостаток: зимой твердели, а летом издавали такой дурной запах, что их приходилось прятать в прохладные погреба. Но все равно они пользовались спросом, как и каучуковые галоши.

Однако в 1835 г. разразился кризис. Лето этого года оказалось особенно знойным и вся каучуковая продукция от высокой температуры превратилась в дурнопахнущий кисель... Каучук спас американский изобретатель Чарлз Гудьир. В 1838 г. он изобрел вулканизацию — обработку каучука теплом с добавлением небольшого количества серы. После такой обработки каучук становился совершенно не липким и прочным. Позднее в каучук стали добавлять сажу, краску, окись цинка, различные «мягчители» и «антистарители». Такой «обработанный» каучук называется резиной.

В конце XIX века использование резины в промышленности было сравнительно невелико. Однако в дальнейшем оно резко возросло. В первую очередь это было связано с развитием автомобильного транспорта, а затем и авиации. Наступил момент, когда объемы производства натурального каучука уже не могли удовлетворить спрос на него.

В 1914 г. в Европе началась Первая мировая война. В отрезанной от импорта каучука Германии химики немедленно взялись за разработку его промышленного синтеза. Им удалось получить синтетический каучук термической полимеризацией диметилбутадиена. Полученный продукт получил название «метил-каучук». Однако он стоил в 20 раз дороже натурального, а шины из него выходили из строя при минус 5 °С, а также после пробега 2000 км (шины из натурального каучука успешно «пробегали» десятки тысяч километров).

Синтез каучука в крупных промышленных масштабах впервые в мире был осуществлен в 1932 г. в СССР по способу, разработанному С. В. Лебедевым и основанному на полимеризации бутадиена. С 1937 г. производство синтетического каучука начало развиваться в Германии, а с 1940 г. — в США. Это было обусловлено, с одной стороны, стремительным развитием автомобильной промышленности в указанных странах, а с другой — меньшей стоимостью синтетического каучука по сравнению с натуральным.

В качестве исходных материалов для производства синтетического каучука в настоящее время используются, в основном, бутадиен, стирол, изопрен и другие мономеры, получаемые из углеводородных газов природного и промышленного происхождения.

Производятся различные виды синтетического каучука, подразделяемые на две группы: каучуки общего назначения (около 80% общемирового производства) и специальные. Первые применяют там, где необходима только характерная для каучуков эластичность при обычных температурах. Специальные каучуки используются в производстве изделий, которые должны обладать стойкостью к действию растворителей, масел, тепло- и морозостойкостью.

Пластмассы **Пластическими массами** называют конструкционные материалы, полученные на основе полимера и обладающие способностью формироваться и в обычных условиях сохранять приданную им форму в виде готовых изделий. Кроме полимеров в состав пластмасс входят наполнители, пластификаторы, стабилизаторы, красители и другие добавки.

Наполнители вводят для улучшения физико-механических свойств пластмасс, уменьшения усадки и снижения их стоимости. В качестве наполнителей используют древесную муку, бумагу, хлопчатобумажную ткань, слюду, тальк, каолин, стекловолокно.

Пластификаторы придают пластмассам гибкость и эластичность, уменьшают жесткость и хрупкость. В качестве пластификаторов используют дибутилфталат, стеарин, камфору, глицерин и др.

Стабилизаторы (противостарители, антиокислители, термостабилизаторы и др.) способствуют длительному сохранению пластмассами своих свойств в условиях эксплуатации.

Красители вводят в пластмассу с целью придания ей нужного цвета.

В зависимости от поведения при нагревании пластмассы делятся на термопластичные и терморезактивные. **Термопластичные пластмассы** (термопласты) при нагревании размягчаются и становятся пластичными, а при охлаждении снова затвердевают. Размягчение и отверждение можно производить многократно. К термопластам относятся полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, полистирол, фторопласты и др. **Терморезактивные пластмассы** (реактопласты) в начале термообработки размягчаются, становятся пластичными и принимают заданную форму. Однако при дальнейшем нагревании они теряют пластичность и переходят в неплавкое и нерастворимое состояние. К реактопластам относятся фенопласты, аминопласты и др.

Пластические массы известны человечеству с древних времен. Изготавливали их на основе природных смол – канифоли, битумов и др. Старейшим пластическим материалом, приготовленным из искусственного полимера – нитрата целлюлозы, является целлулоид, производство ко-

торого было начато в США в 1872 г. В 1906...1910 гг. в России и Германии были изготовлены первые реактопласты на основе феноло-формальдегидной смолы. В 30-х гг. в СССР, Германии и других промышленно развитых странах было организовано производство термопластов — поливинилхлорида, полистирола и др. Однако бурное развитие промышленности пластмасс началось только после 2-й мировой войны. В 50-х гг. во многих странах был начат выпуск «пластика номер один» — полиэтилена.

Сегодня представить нашу жизнь без пластмасс невозможно. В строительстве их используют при отделочных работах, в виде стеновых панелей, оконных переплетов, дверей и т. п. В машиностроении из пластмасс изготавливают зубчатые и червячные колеса, шкивы, подшипники, ролики, трубы и т. д. В авиационном строительстве с использованием реактопластов изготавливают реактивные двигатели, крылья, фюзеляжи самолетов, несущие винты вертолетов, топливные баки и др. В автомобилестроении из пластмасс изготавливают детали двигателя, трансмиссии, шасси, кузова, элементы отделки салона. В медицине используют пластмассовый инструмент, сердечные клапаны, протезы конечностей, хрусталики глаза и др. Этот перечень можно было бы продолжить.

Синтетические волокна Все волокна, используемые для бытовых и технических целей, делятся на три группы:

- натуральные (хлопок, лен, шерсть, пенька и др.);
- искусственные, получаемые путем химической переработки природных полимеров (хлопка или целлюлозы);
- синтетические, получаемые полимеризацией синтетических мономеров.

Возможность получения химических волокон из различных веществ (клеи, смолы) предсказывалась еще в XVII—XVIII вв. Однако их производство в промышленных масштабах впервые было организовано во Франции в 1891 г.

Производство синтетических волокон началось с выпуска в 1932 г. поливинилхлоридного волокна (Германия). В 1942 г. в промышленном масштабе было выпущено наиболее известное полиамидное волокно — капрон (США).

В настоящее время кроме полиамидного волокна производят также полиэфирное (лавсан), полиакрилонитрильное (нитрон) поливинилхлоридное и полипропиленовое волокна. Их выпускают в виде текстильных и кордных нитей, а также в виде штапельного волокна.

Синтетические волокна обладают высокой разрывной прочностью, хорошей формоустойчивостью, несминаемостью, стойкостью к воздей-

ствию света, влаги, плесени, температуры. Разнообразие свойств исходных синтетических полимеров, а также возможность модификации как исходного сырья (мономера), так и самого волокна позволяет получать продукцию с заданными свойствами и высокого качества. В связи с этим синтетические волокна во многих случаях вытесняют натуральные и искусственные.

Ткани из синтетических волокон применяются не только в быту. Они используются как электрооблицовочные и изоляционные материалы в автомобилях, железнодорожных вагонах, морских и речных судах. Синтетическим волокнам отдают предпочтение при изготовлении канатов, рыболовных сетей, парашютов и других изделий, где требуются материалы, отличающиеся высокой прочностью на разрыв.

11. Способы транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа

11.1. Краткая история развития способов транспорта энергоносителей

17 октября 1895 г. в газете «Санкт-Петербургские ведомости» была опубликована краткая заметка следующего содержания. «В Сальском округе, близ станицы Великокняжеской в области войска Донского, при проведении железной дороги... найдены в земле 16 кувшинов древней формы, с острым дном и небольшим горлышком... Кувшины оказались наполненными каким-то черным смолистым веществом... По определению управляющего областною аптекою жидкость оказалась асфальтовым лаком, с примесью небольшого количества дегтя каменного угля. Какое назначение имели эти кувшины пока не определено».

Впоследствии было установлено, что найденные амфоры относятся к IX—X векам и изготовлены в Причерноморье. А детальный анализ их содержимого современными методами показал, что в амфорах находится сильно окисленная и выветренная нефть, близкая по своим первоначальным свойствам к нефтям Керченского полуострова.

Как же заполненные нефтью амфоры попали с берегов Черного моря в далекие Сальские степи? Предполагается, что купцы провезли их водным путем по Азовскому морю и Дону, направляясь в столицу Хазарского царства— город Итиль, расположенный в месте впадения Волги в Каспийское море. При неизвестных нам обстоятельствах они погибли, а амфоры занесло землей и они пролежали там тысячу лет. За эти годы бензиновые фракции испарились и в сосудах осталась только вязкая битумоподобная масса, что когда-то и сбило с толку управляющего областной аптекой.

Нефть издавна транспортировали от мест добычи к местам потребления.

Археологи установили, что за 6000 лет до н. э. на берегу Евфрата в Иди существовал древний нефтяной промысел. Добытая нефть, в частности, пе-



Рис. 11.1. Древнее нефтеналивное судно

реправлялась вниз по Евфрату к городу Ур и применялась в строительном деле. Для перевозки нефти по реке строились специальные наливные сосуды (рис. 11.1). Грузоподъемность этих древних «танкеров» достигала 5 т.

Издавна нефть хранили и перевозили в специальных сосудах. Так, нефть с территории бывшего Тмутараканского княжества Киевской Руси (Таманский полуостров) вывозилась византийскими кораблями в амфорах. Именно таманская нефть использовалась византийцами для изготовления их грозного боевого оружия — «греческого огня».

После разорения Константинополя крестоносцами и последующего крушения Византийской империи спрос на нефть упал и тмутараканские промыслы были надолго забыты. Позднее основным поставщиком нефти стал район Баку. Перевозили ее на верблюдах или арбах в кожаных мешках (бурдюках) в различные районы — в Шемаху, Гилян и даже в Западную Европу.

Во времена царствования Бориса Годунова (1598...1605 гг.) нефть привозили в Москву из Печорских лесов с реки Ухты в бочках. Бочки раз-

личного размера длительное время служили емкостями для перевозимой нефти на трактах и на водных путях как в нашей стране, так и за рубежом.

Первая в России инструкция о правилах перевозки нефти на судах по Каспию и Волге была утверждена Петром I в 1725 г. Использовались для этих целей сухогрузы — гребные, парусные и паровые суда, на которые нефть грузилась в амфорах или бочках. Первые нефтеналивные суда, отличающиеся тем, что в их трюме размещались специальные емкости для налива нефти, появились в конце XIX века, когда на нее резко возрос спрос. В 1873 г. братья Артемьевы приспособили под налив нефти деревянную парусную шхуну «Александр». А первым в мире металлическим нефтеналивным судном стал пароход «Зороастр», построенный в 1878 г. по русскому проекту на шведской верфи. Для обеспечения пожарной безопасности его грузовые трюмы (танки) были отделены от машинного отделения двойной перегородкой, внутрь которой заливалась вода. Пароход «Зороастр» грузоподъемностью 250 т, ходивший по Каспийскому морю, стал первым в мире танкером. В 1882 г. российскими инженерами был создан танкер «Спаситель», машинное отделение которого впервые в мировой практике было вынесено на корму — так, как это делается теперь у современных танкеров.

Большую роль в развитии отечественного нефтеналивного флота сыграл выдающийся русский инженер В. Г. Шухов. Под его руководством в Саратове были построены первые речные нефтеналивные баржи русского проекта. Впервые в мире они собирались из отдельных секций, что позволило сократить сроки спуска барж со стапелей.

Железнодорожную цистерну придумали американцы. К началу нефтяной лихорадки территория США уже была покрыта сетью железных дорог. Поэтому вполне естественно, что эта сеть стала использоваться для транспортирования нефти.

Русские владельцы железных дорог долго сопротивлялись применению железнодорожных цистерн, с одной стороны, справедливо опасаясь пожароопасности нефти, а с другой — учитывая, что КПД цистерн составляет 50 %, т. к. груз перевозится только в одном направлении, а в обратную сторону цистерны движутся порожняком. Однако их достоинства — значительная грузоподъемность, возможность быстрой разгрузки и заполнения цистерн — в конце концов сделали свое дело. В 1872 г. мастерскими Московско-Нижегородской железной дороги были изготовлены первые в России железнодорожные нефтеналивные цистерны.

В 1863 г. Д. И. Менделеев, посетив нефтеперегонный завод В. А. Кокорева близ Баку, предложил использовать трубопровод для перекачки нефти от нефтяных колодцев до завода и от завода до причала на Каспийском море. Тогда его предложение не было осуществлено. А в 1865 г. в США фирмой «Стандарт ойл» был построен **первый в мире нефтепровод** диа-

метром 50 мм и длиной 6 км. «Американцы как бы подслушали мои мысли», — с некоторой горечью писал впоследствии Дмитрий Иванович.

Строительство первого в мире нефтепровода было осуществлено с целью сбить высокие цены на перевозку нефти гужевым транспортом. Сама же идея транспортирования жидкостей по трубам не являлась новой.

Еще в пятом тысячелетии до н. э. китайцы транспортировали воду по бамбуковым трубам на рисовые поля.

5000 лет назад в древнеиндийском городе Мохенджо-Даро стоки из некоторых домов отводились по глиняным трубам.

В Древнем Египте добываемая из глубоких колодцев вода отводилась по деревянным, медным и свинцовым трубам.

В Кносском дворце на о. Крит за 2000 лет до н. э. терракотовые трубы использовались для водоснабжения и отвода сточных вод.

В Древнем Риме свинцовые трубопроводы использовались для подачи питьевой воды и снабжения водой общественных бань. Самый крупный из них имел длину 91 км.

В XI веке был сооружен водопровод из деревянных труб для подачи воды в Новгород из р. Волхов. Внутренний диаметр труб составлял 140 мм, а наружный — 300 мм. Подобные деревянные водопроводы существовали и в других городах России, в частности в Бугуруслане и Тюмени.

Первый напорный водопровод на Руси был построен в Московском Кремле в 1631—1633 гг.: по свинцовым трубам при помощи водоподъемной машины вода подавалась в различные службы.

11.2. Современные способы транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа

В настоящее время для транспортирования энергоносителей используют железнодорожный, водный, автомобильный и трубопроводный транспорт.

Железнодорожный транспорт

Транспортирование энергоносителей по железной дороге производится в специальных цистернах или крытых вагонах в таре.

Конструктивно цистерна состоит из следующих основных частей (рис. 11.2): рамы 7, ходовой части 6, ударно-тяговых устройств 5, тормозного оборудования 8, котла 4, внутренней 3 и наружной 10 лестниц,

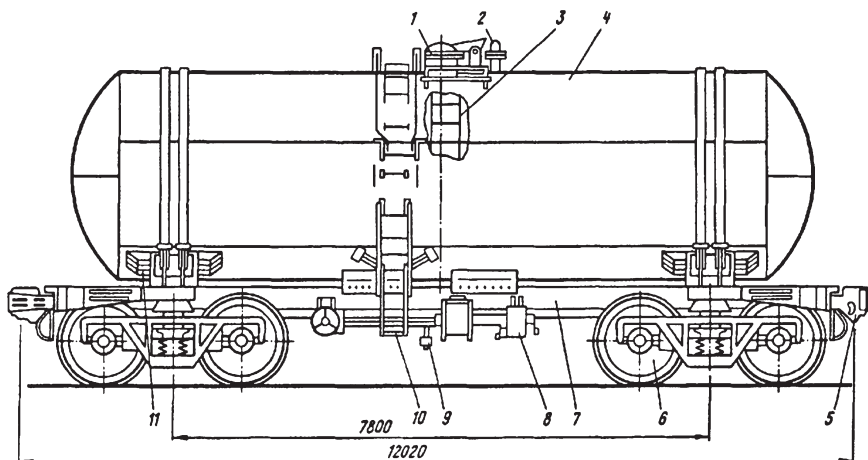


Рис. 11.2. Цистерна для перевозки бензина и светлых нефтепродуктов (модель 15-1443):

- 1—устройство загрузки; 2—предохранительная арматура; 3—внутренняя лестница; 4—котел; 5—ударно-тяговые устройства; 6—ходовая часть;
- 7—рама; 8—тормозное оборудование; 9—устройство выгрузки;
- 10—наружная лестница; 11—крепление котла на раме

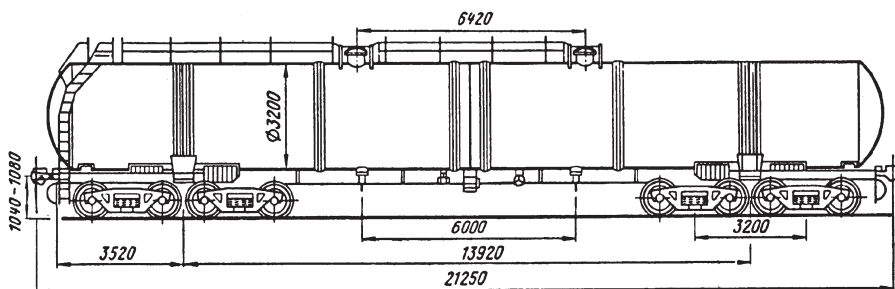


Рис. 11.3. Восьмиосная цистерна для бензина (модель 15-1500)

устройств крепления котла к раме 11, горловины 1 и сливного прибора 9, предохранительной арматуры 2.

Рама служит для восприятия тяговых усилий, ударов в автосцепку, а также инерционных сил котла, возникающих при изменении скорости движения цистерны. По типу ходовой части различают 4-х и 8-осные цистерны (рис. 11.3). На большинстве цистерн устанавливается бессекционный котел, который состоит из цилиндрической части и двух днищ. Котел крепится к раме с помощью специальных болтов, а по краям — четырьмя хомутами с муфтами и натяжными болтами. В верхней части котла цистерн для нефти и нефтепродуктов смонтирован колпак с люком,

предназначенный для их загрузки, а в нижней — сливной прибор для их выгрузки. Загрузка и выгрузка сжиженных газов производится через специальные патрубки с вентилями. Предохранительная арматура служит, в основном, для предотвращения разрушения котла цистерн при повышении давления.

Различают следующие виды цистерн. **Цистерны специального назначения** в основном предназначены для перевозки высоковязких и высокопарафинистых нефтей и нефтепродуктов. **Цистерны с паровой рубашкой** отличаются от обычных тем, что нижняя часть у них снабжена системой парового подогрева с площадью поверхности нагрева около 40 м². **Цистерны-термосы** предназначены для перевозки подогретых высоковязких нефтепродуктов; они покрыты тепловой изоляцией, а внутри котла у них установлен стационарный трубчатый подогреватель с поверхностью нагрева 34 м². **Цистерны для сжиженных газов** рассчитаны на повышенное давление (для пропана — 2 МПа, для бутана — 8 МПа).

Объем котла современных цистерн составляет от 54 до 162 м³, диаметр — до 3,2 м.

В качестве тары при перевозке нефтегрузов в крытых вагонах используются бочки (обычно 200 литровые) и бидоны. В бочках транспортируются светлые нефтепродукты и масла, а в бидонах — смазки.

Достоинствами железнодорожного транспорта являются:

- возможность круглогодичного осуществления перевозок;
- в одном составе (маршруте) могут одновременно перевозиться различные грузы;
- нефть и нефтепродукты могут быть доставлены в любой пункт страны, имеющий железнодорожное сообщение;
- скорость доставки грузов по железной дороге примерно в 2 раза выше, чем речным транспортом.

К недостаткам железнодорожного транспорта относятся:

- высокая стоимость прокладки железных дорог;
- увеличение загрузки существующих железных дорог и как следствие — возможные перебои в перевозке других массовых грузов;
- холостой пробег цистерн от потребителей нефтегрузов к их производителям.

Водный транспорт Широкое применение водного транспорта в нашей стране предопределено тем, что по протяженности водных путей Россия занимает первое место в мире. Длина береговой морской линии России, включая острова, составляет около 100 тыс. км. В нашей стране свыше 600 крупных и средних озер, а суммарная

протяженность рек составляет около 3 млн км. Каналы имени Москвы, Волго-Донской, Беломорско-Балтийский и Волго-Балтийский связывают водные пути Европейской части России и порты Балтийского, Белого, Каспийского, Азовского и Черного морей.

Для перевозки нефтегрузов используются сухогрузные и наливные суда. **Сухогрузными судами** груз перевозится непосредственно на палубе (в основном, в бочках). **Нефтеналивные суда** перевозят нефть и нефтепродукты в трюмах, а также в танках (баках), размещенных на палубе.

Различают следующие типы нефтеналивных судов:

- танкеры морские и речные;
- баржи морские (лихтеры) и речные.

Танкер — это самоходное судно, корпус которого системой продольных и поперечных переборок разделен на отсеки. Различают носовой (форпик), кормовой (ахтерпик) и грузовые отсеки (танки). Для предотвращения попадания паров нефти и нефтепродуктов в хозяйственные и машинное отделения грузовые танки отделены от носового и кормового отсеков специальными глухими отсеками (коффердамами). Для сбора продуктов испарения нефтегрузов и регулирования давления в танках на палубе танкера устроена специальная газоотводная система с дыхательными клапанами.

Все грузовые танки соединены между собой трубопроводами, проходящими от насосного отделения по днищу танка. Кроме того, они оборудуются подогревателями, установками для вентиляции и пропаривания танков, средствами пожаротушения и др.

Речные танкеры по сравнению с морскими имеют относительно небольшую грузоподъемность.

Баржи в отличие от танкеров не имеют собственных насосов.

Морские баржи (лихтеры) обычно служат для перевозок нефти и нефтепродуктов, когда танкеры не могут подойти непосредственно к причалам для погрузки-выгрузки. Их грузоподъемность составляет 10 000 т и более.

Речные баржи служат для перевозки нефтепродуктов по внутренним водным путям. Поэтому их корпус менее прочен, чем у морских барж. Они бывают самоходными и несамоходными. Последние перемещаются буксирами.

Долгое время грузоподъемность танкеров увеличивалась очень медленно. К началу 50-х годов она составляла в среднем 15 тыс. т. Однако уже к 1966 г. более трети мирового нефтеналивного флота составляли танкеры грузоподъемностью 30 тыс. т и выше. В последующем были построены супертанкеры грузоподъемностью свыше 100 тыс. т. Лидировала в этой области Япония. Грузоподъемность ее танкеров росла буквально с каждым

годом: «Ниссо-мару» — 130 тыс. т, «Токио-мару» — 150 тыс. т, «Идемицу-мару» — 205 тыс. т, «Ниссеки-мару» — 377 тыс. т, «Глобтик-Токио» — 477 тыс. т, «Глобтик-Тэнкерз» — 700 тыс. т. Размеры танкеров и их количество продолжали расти до начала 80-х годов. За период с 1976 по 1980 гг. было построено 126 супертанкеров со средней грузоподъемностью более 240 тыс. т. Но за последующее пятилетие было построено только 5 судов этой серии. Более 60% супертанкеров сегодня поставлено на прикол и используется в качестве плавучих хранилищ нефти и воды.

Дело в том, что супертанкеры во многом стали порождением нестабильной политической ситуации в мире, связанной с нападением Израиля на Египет и последующим закрытием Суэцкого канала. Западные страны, практически целиком зависящие от импорта нефти, вынуждены были спешно начать строить супертанкеры, которые огибали мыс Доброй Надежды, перевоза за рейс сотни тысяч тонн жидкого топлива. Когда же Суэцкий канал был вновь открыт, надобность в супертанкерах отпала. С другой стороны, каждый супертанкер представляет собой большую экологическую опасность. В марте 1967 г. у берегов Англии потерпел аварию супертанкер «Торри Кэньон» и в море вылилось 30 тыс. т нефти. Это привело к загрязнению пляжей на протяжении многих километров, гибли водоплавающие птицы, задыхалась рыба. В 1978 г. у берегов Франции сел на камни супертанкер «Амоко Кадис», из которого вытекло 220 тыс. т нефти. Данные аварии нанесли значительный ущерб окружающей среде.

Несмотря на это, более трети мировой добычи нефти транспортируется на мировые рынки с помощью танкеров, в том числе (млн т/год):

- 700 — через Ормузский пролив из Персидского залива в Аравийское море;
- 350 — через Малаккский пролив из Северной части Индийского океана в Южно-Китайское море и Тихий океан;
- около 60 — через проливы Босфор и Дарданеллы из Черного моря в Средиземное;
- около 50 — по Суэцкому каналу из Красного в Средиземное море;
- 30 — в Роттердамскую бухту из Северного моря;
- 25 — по Панамскому каналу из Тихого океана в Карибское море.

В настоящее время накоплен значительный опыт по перевозке танкерами сжиженных углеводородных газов (СУГ). Дело в том, что многие страны не имеют собственных месторождений газа и отделены морскими бассейнами от стран, где его добыча велика. Морской транспорт сжиженных углеводородных газов широко используется в Англии, Дании, Италии, США, Франции, Японии и других странах.

Первые отечественные танкеры «Кегумс» и «Краслава» для перевозки сжиженных углеводородных газов под повышенным давлением имели четыре сферических резервуара диаметром 10 м и вместимостью по 520 м³. Дальность плавания каждого из танкеров 18 000 км.

Характеристика типов танкеров, применяемых в настоящее время для перевозки сжиженных углеводородных газов, приведена в табл. 11.1.

Таблица 11.1 — Типы танкеров для перевозки сжиженных газов

Тип танкера	с резервуарами под давлением	с теплоизолированными резервуарами под пониженным давлением	с теплоизолированными атмосферными резервуарами (изотермические)
Давление СУГ, МПа	1,6	0,3...0,6	0,1
Температура СУГ, °С	+45	-5...+5	-40 (пропан) -103 (этилен) -163 (метан)

Транспортирование сжиженных углеводородных газов танкерами является одним из наиболее дешевых видов водного транспорта. В 1972 г. в эксплуатации находилось свыше 300 танкеров-газовозов общей вместимостью около 2 млн м³.

Хотя транспортировка СУГ является потенциально опасным мероприятием, с 1965 г. не было ни одного нарушения системы хранения груза. Это связано с тем, что в процессе проектирования, строительства и эксплуатации танкеров-газовозов применяются самые жесткие правила техники безопасности. Ожидается, что до 2015 г. ежегодное пополнение тоннажа мирового флота танкеров-газовозов будет составлять в среднем по 7,5%.

Новым направлением в организации водных перевозок нефтепродуктов является использование подводных лодок для их доставки в районы Крайнего Севера. В настоящее время нефтепродукты поступают сюда морским и речным транспортом, в танкерах и таре. Однако на отдельных участках Северного морского пути сплошное ледовое покрытие препятствует навигации в течение семи месяцев. Кроме того, потребители нефтепродуктов очень разбросаны, а устойчивая инфраструктура распределения нефтепродуктов отсутствует.

В настоящее время в нашей стране разработан проект подводного танкера-ледокола, способного перевозить до 12 тыс. т нефтепродуктов за рейс.

Достоинствами водного транспорта являются:

- относительная дешевизна перевозок;
- неограниченная пропускная способность водных путей (особенно морских);
- возможность завоза нефтепродуктов в отдаленные районы страны, не связанные железной дорогой с НПЗ.

К недостаткам водного транспорта относятся:

- сезонность перевозок по речным и частично морским путям, что вызывает необходимость создавать большие запасы нефтегрузов;
- медленное продвижение грузов (особенно вверх по течению рек);
- невозможность полностью использовать тоннаж судов при необходимости переброски специальных нефтепродуктов в небольших количествах;
- порожние рейсы судов в обратном направлении.

Автомобильный транспорт Автотранспортом можно перевозить все типы углеводородных жидкостей. В нашей стране его применяют для транспортирования нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов.

Автомобильный транспорт используется для завоза нефтегрузов потребителям, удаленным на небольшое расстояние от источников снабжения (наливных пунктов, складов и баз). Например, автотранспортом отгружаются нефтепродукты с нефтебаз в автохозяйства, на автозаправочные станции и сельские склады горючего.

Автоперевозки нефтегрузов осуществляются в таре (нефтепродукты — в бочках, канистрах, бидонах; сжиженные углеводородные газы — в баллонах), а также в автомобильных цистернах.

Автомобильные цистерны классифицируют:

- по типу базового шасси:
автомобили-цистерны, полуприцепы-цистерны, прицепы-цистерны;
- по виду транспортируемого продукта:
для топлив, для масел, для мазутов, для битумов, для сжиженных газов;
- по вместимости:
малой (до 2 т); средней (2...5 т); большой (5...15 т);
особо большой (более 15 т).

В качестве базовых шасси для автомобильных цистерн используют практически все выпускаемые промышленностью грузовые автомобили. Разделение автоцистерн по виду транспортируемого продукта обусловлено существенным различием свойств и недопустимостью даже незначительного их смешивания.

Градации автомобильных цистерн по вместимости соответствует классификации грузовых автомобилей по грузоподъемности.

В марках автоцистерн отражены сведения о типе базового шасси и вместимости цистерны. Примеры условных обозначений:

- АЦ-4,2-130 — автомобиль-цистерна вместимостью 4,2 м³ на шасси автомобиля ЗИЛ-130;

- ПЦ-5,6-817 — прицеп-цистерна вместимостью 5,6 м³ на шасси прицепа ГKB-817;
- ППЦ-16,3 — полуприцеп-цистерна вместимостью 16,3 м³.

Устройство и оборудование автоцистерн рассмотрим на примере автомобиля-цистерны АЦ-4,2-130 (рис. 11.4). Он предназначен для транспортировки нефтепродуктов плотностью не более 860 кг/м³ с нефтебаз на склады автотранспортных, строительных и сельских предприятий.

Калиброванная цистерна эллиптической формы смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-130. Она имеет горловину, отстойник и отсек, закрываемый двумя дверками. На крышке горловины расположены наливной люк, два дыхательных клапана, патрубок со штуцером для отвода паров, образующихся при наливке, и указатель уровня. Наливной люк в транспортном положении закрывают крышкой.

Цистерна оборудована двумя пеналами для хранения и транспортировки рукавов, противопожарными и заземляющими средствами, креплениями для шанцевого инструмента и принадлежностей, металлической площадкой и лестницей. На АЦ-4,2-130 устанавливают самовсасывающий вихревой насос СВН-80.

Полуприцепы-цистерны не имеют собственного двигателя. Они транспортируются с помощью специальных тягачей (например, КамАЗ-5410). Их устройство рассмотрим на примере ППЦ-16,3 (рис. 11.5). Она предназначена для транспортировки и кратковременного хранения светлых нефтепродуктов.

Специальное оборудование смонтировано на шасси полуприцепа ОДАЗ-9370 и состоит: из цистерны с горловинами, лестницей, поручнем, пеналами, ящиком запчастей и принадлежностей; технологического оборудования, расположенного в боковом шкафу и включающего в себя систему трубопроводов и запорной арматуры; электрооборудования, а также средств контроля и дистанционного управления узлами полуприцепов-цистерн. Кроме того, в состав дополнительного оборудования, размещаемого в боковом шкафу, входят фильтр тонкой очистки топлива, два счетчика жидкости, раздаточные рукава, намотанные на барабаны и раздаточные краны.

Основными элементами автоцистерны для перевозки сжиженных газов являются:

- наружный стальной кожух, внутри которого на 6 вертикальных цепях подвешен латунный сосуд емкостью 2,6 м³;
- контрольно-измерительные приборы и запорная арматура, которые размещены на задней стенке корпуса в специальном шкафу;
- два испарителя, расположенные по бокам цистерны и предназначенные для создания необходимого давления с целью перекачивания жидкости.

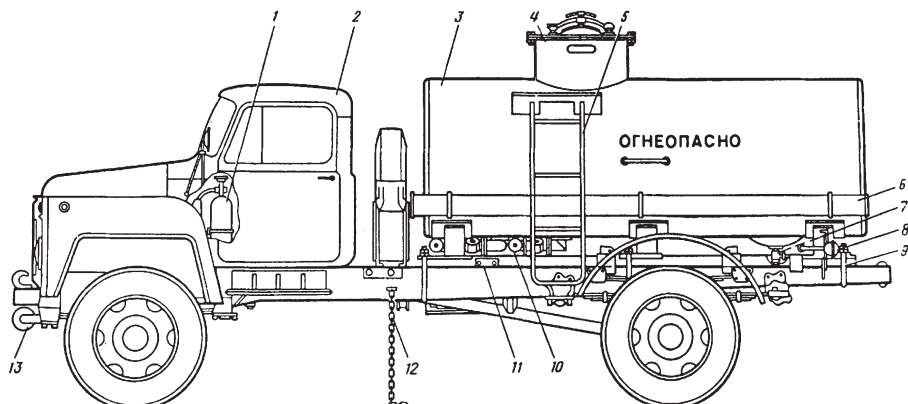


Рис. 11.4. Автомобиль-цистерна АЦ-4,2-53А:

- 1—огнетушитель; 2—шасси автомобиля ГАЗ-53А; 3—цистерна;
 4—крышка горловины; 5—лестница; 6—пенал для рукавов;
 7—отстойник с трубопроводом; 8—электрооборудование;
 9—узел крепления цистерны; 10—трубопровод гидравлической системы; 11—табличка; 12—цепь заземления; 13—глушитель

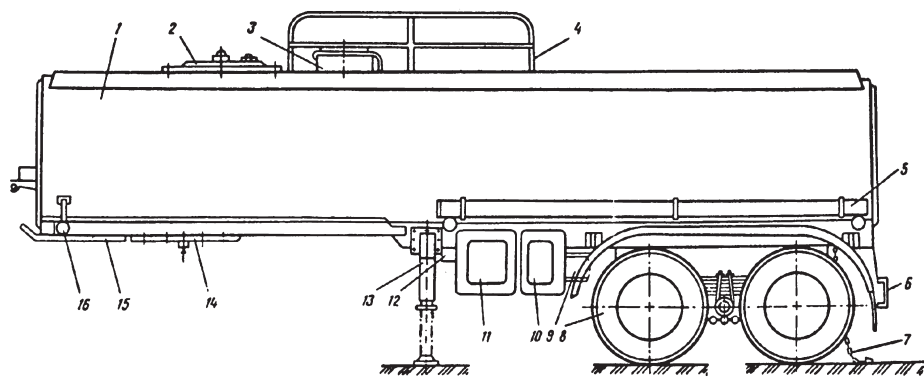


Рис. 11.5. Полуприцеп-цистерна ППЦ-16,3:

- 1—корпус цистерны; 2—крышка компенсационной емкости;
 3—наливная горловина; 4—поручень; 5—пенал; 6—бампер;
 7—цепь заземления; 8—тележка; 9—запасное колесо; 10, 11—шкафы для оборудования; 12—ящик ЗИП; 13—опорное устройство;
 14—опорная плита; 15—плита нагрева; 16—световозвращатель

Пространство между корпусом и латунным сосудом заполнено тепловой изоляцией.

Достоинствами автомобильного транспорта нефтегрузов являются:

- большая маневренность;
- быстрота доставки;
- возможность завоза грузов в пункты, значительно удаленные от водных путей или железной дороги;
- всесезонность.

К его недостаткам относятся:

- ограниченная вместимость цистерн;
- относительно высокая стоимость перевозок;
- наличие порожних обратных пробегов автоцистерн;
- значительный расход топлива на собственные нужды.

Трубопроводный транспорт В зависимости от вида транспортируемого продукта различают следующие типы узкоспециализированных трубопроводных систем: нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы и трубопроводы для транспортирования нетрадиционных грузов. Независимо от того, что транспортируется по трубам, все узкоспециализированные системы состоят из одних и тех же элементов:

- 1) подводящих трубопроводов;
- 2) головной и промежуточных перекачивающих станций;
- 3) линейных сооружений;
- 4) конечного пункта.

Более подробно о них будет рассказано ниже.

Основные достоинства трубопроводного транспорта:

- возможность прокладки трубопровода в любом направлении и на любое расстояние — это кратчайший путь между начальным и конечным пунктами;
- бесперебойность работы и, соответственно, гарантированное снабжение потребителей, независимо от погоды, времени года и суток;
- наибольшая степень автоматизации;
- высокая надежность и простота в эксплуатации;
- разгрузка традиционных видов транспорта.

К недостаткам трубопроводного транспорта относятся:

- большие первоначальные затраты на сооружение магистрального трубопровода, что делает целесообразным применение трубопроводов только при больших, стабильных грузопотоках;

- определенные ограничения на количество сортов (типов, марок) энергоносителей, транспортируемых по одному трубопроводу;
- «жесткость» трассы трубопровода, вследствие чего для организации снабжения энергоносителями новых потребителей нужны дополнительные капиталовложения.

11.3. Область применения различных видов транспорта

Различные виды транспорта энергоносителей применяются как в чистом виде, так и в комбинации друг с другом.

Транспортировка нефти Нефть в нашей стране доставляют всеми видами транспорта (даже автомобильным — при перевозках на короткие расстояния).

Возможных схем доставки нефти на НПЗ всего пять:

- 1) использование только магистральных нефтепроводов;
- 2) использование только водного транспорта;
- 3) использование только железнодорожного транспорта;
- 4) сочетание трубопроводного транспорта с водным либо железнодорожным;
- 5) сочетание водного и железнодорожного транспорта друг с другом.

При оценке вклада различных видов транспорта в перевозку нефти необходимо различать внутренние и внешние перевозки.

Динамика изменения количества транспортируемой нефти с участием различных видов транспорта внутри страны в период с 1960 г. по 1980 г. представлена в табл. 11.2. Из нее видно, что за это время доля нефти, перекачиваемой по трубопроводам, увеличилась с 70,6 до 90,9%. На втором месте по объемам перевозки находился железнодорожный транспорт (6,0%), на третьем — морской (2,7%) и на последнем — речной (0,4%). В 2003 г. магистральные нефтепроводы обеспечили транспортировку 93% добываемой в России нефти. Таким образом, трубопроводный транспорт — основной способ внутренних перевозок нефти.

Таблица 11.2 — Участие различных видов транспорта в перевозках нефти в период с 1960 по 1980 гг.

Вид транспорта	1960 г.		1965 г.		1970 г.		1975 г.		1980 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Железнодорожный	36,5	22,3	50,3	18,7	59,6	15,0	59,3	11,0	37,7	6,0
Морской (каботаж)	9,5	5,8	11,5	4,2	17,1	4,3	15,1	2,8	17,3	2,7
Речной	2,0	1,3	2,4	0,9	7,3	1,8	5,4	1,0	2,6	0,4
Трубопроводный	115,4	70,6	205,3	76,2	314,6	78,9	458,0	85,2	574,0	90,9
Всего	163,4	100,0	269,5	100,0	398,6	100,0	537,8	100,0	631,6	100,0

Иная картина с поставками нефти на экспорт. В 2003 г. по единственному пока экспортному нефтепроводу «Дружба» объем перекачки нефти составил 73,9 млн т (49,3% всего экспорта), поставки по железной дороге — 10,2 млн т (6,8%), а с помощью танкеров — 65,7 млн т (43,9%). Такое перераспределение объемов перевозок нефти между различными видами транспорта объясняется тем, что конечным пунктом многих крупных нефтепроводов являются морские терминалы.

Транспортировка газа В нашей стране практически весь газ транспортируется потребителям по трубопроводам. Исключение составляют сжиженные гомологи метана (этан, пропан, бутаны), транспортируемые танкерами, а также в цистернах или баллонах.

Транспортировка нефтепродуктов Перевозки нефтепродуктов в нашей стране осуществляются железнодорожным, речным, морским, автомобильным, трубопроводным, а в ряде случаев и воздушным транспортом. Причем по трубопроводам транспортируют только светлые нефтепродукты (автомобильный бензин, дизельное топливо, авиационный керосин), печное топливо и мазут, а другими видами транспорта перевозят все виды нефтепродуктов.

Основным способом транспортировки нефтепродуктов является железнодорожный. На его долю в 2003 г. приходилось около 70% объема перевозок светлых нефтепродуктов и более 30% — всех остальных. Обусловлено такое положение целым рядом факторов, главным из которых является относительно слабая развитость сети нефтепродуктопроводов в России. Тем не менее в 2003 г. по магистральным нефтепродуктопроводам было перекачано около 27 млн т светлых нефтепродуктов, что составляет около 23% их производства.

Возможны следующие схемы доставки нефтепродуктов потребителям.

При использовании трубопроводного транспорта нефтепродукты поступают с НПЗ на головную перекачивающую станцию и далее перекачиваются по магистральному нефтепродуктопроводу (МНПП). В конце МНПП находится крупная нефтебаза, откуда нефтепродукты автоцистернами доставляются потребителям. Частичная реализация нефтепродуктов производится и по пути следования МНПП. Для этого производятся периодические сбросы нефтепродуктов на пункты налива железнодорожных цистерн либо на попутные нефтебазы. Этот способ не имеет ограничений на дальность перевозок.

Другой способ – налив нефтепродуктов в автоцистерны непосредственно на НПЗ и доставка груза в них напрямую потребителям. В этом случае исключаются перегрузка нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой, а следовательно, и их потери при этом. Однако чем больше дальность транспортировки, тем больше нефтепродуктов уходит на собственное потребление автоцистерн. Поэтому автомобильный транспорт применяется преимущественно при небольшой дальности перевозок.

Два других способа в общем случае в пути предусматривают перевалку с одного вида транспорта на другой (с железнодорожного на водный или наоборот). Перевалка осуществляется с использованием резервуаров перевалочной нефтебазы. В конце пути нефтепродукты поступают на распределительную нефтебазу, с которой они автотранспортом доставляются близлежащим потребителям. Данные способы также не имеют ограничений на расстояние транспортирования. Однако чем выше дальность перевозок, тем больше требуется железнодорожных цистерн, танкеров и барж для доставки одного и того же количества нефтепродуктов. Кроме того, при перевалках возникают дополнительные потери грузов.

Таким образом, хотя трубопроводный транспорт нефтепродуктов в нашей стране не является основным, он имеет большие перспективы для своего дальнейшего развития, т. к. наиболее удобен и допускает наименьшие потери транспортируемых продуктов.

12. Трубопроводный транспорт нефти

12.1. Развитие нефтепроводного транспорта в России

В развитии нефтепроводного транспорта России, так же как и в развитии нефтяной промышленности, можно выделить 5 периодов: до-революционный, довоенный, военный, до распада СССР и современный.

Дореволюционный период Первый нефтепровод диаметром 76 мм и длиной 9 км был построен в России для «Товарищества братьев Нобель» по проекту и под руководством В. Г. Шухова в 1878 г. Он служил для перекачки 1300 т нефти в сутки с Балаханских промыслов на нефтеперерабатывающий завод в Черном городе (район Баку).

Второй нефтепровод такого же диаметра длиной 12,9 км был построен под руководством Шухова там же в 1879 г. для фирмы Г. М. Лианозова.

Преимущества трубопроводного транспорта (высокая производительность, непрерывность работы, высокая степень механизации и др.) оказались столь очевидными, что и другие нефтепромышленники последовали примеру Нобелей и Лианозова. В результате к 1883 г. общая длина нефтепроводов в районе Баку достигла 96 км, а к 1895 г. — 317 км.

Следует подчеркнуть, что хотя в США нефтепроводы начали прокладывать несколько раньше, чем в России, но именно в нашей стране В. Г. Шуховым были заложены **научные основы** расчета и проектирования трубопроводов. Его классический труд «Трубопроводы и их применение в нефтяной промышленности», изданный в 1881 г., и в наши дни не потерял своего значения.

В дальнейшем были сооружены следующие нефтепроводы: в 1911 году (для майкопской нефти) от станции Ширванской до Екатеринодара

(ныне Краснодар), протяженностью 110 км; в 1912 году — от Ширванской до Туапсе (103 км); в 1914 году — от Петровска (ныне Махачкала) до Грозного (165 км) и от Доссора на Эмбе до порта Большая Ракуша (96 км). Общая протяженность нефтепроводов в дореволюционной России составляла около 500 км.

Период до Великой Отечественной войны

В период с 1917 по 1927 г. магистральные нефтепроводы в нашей стране не строились, так как все усилия были направлены на восстановление нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, разрушенных в ходе гражданской войны. Тем не менее за это время было построено и введено в действие около 600 км нефтепроводов местного значения — внутрипромысловых, межпромысловых и подводящих к НПЗ.

К середине 20-х годов железные дороги в основных нефтедобывающих регионах (Баку, Грозный, Майкоп) оказались перегружены. Это дало толчок проектированию и строительству новых нефтепроводов.

В 1928 г. вступил в действие нефтепровод Грозный — Туапсе диаметром 250 мм и протяженностью 618 км, с семью перекачивающими станциями. По нему нефть с грозненских нефтепромыслов стала поступать в черноморский город-порт, откуда морским транспортом вывозилась в другие районы страны и на экспорт.

В 1930 г. был введен в эксплуатацию нефтепровод Баку — Батуми диаметром 250 мм, протяженностью 832 км, с тринадцатью перекачивающими станциями. Он был проложен параллельно работающему с 1906 г. керосинопроводу, который с 1927 г. стал использоваться для перекачки нефти.

В течение 1932—1935 гг. был построен нефтепровод Гурьев — Орск диаметром 300 мм, протяженностью 709 км, с семью перекачивающими станциями. Для своего времени это был самый мощный нефтепровод в Европе. Он предназначался для транспортирования нефти с Эмбинских нефтепромыслов на Орский НПЗ.

После того как в мае 1932 г. вблизи с. Ишимбаево была открыта нефть, ее первоначально вывозили в Уфу на НПЗ баржами по р. Белой. Когда же добыча нефти резко возросла, в 1936...1937 г. был построен нефтепровод Ишимбай — Уфа диаметром 300 мм и протяженностью 166 км, с одной (головной) перекачивающей станцией.

Кроме того, в довоенный период были построены нефтепроводы Махачкала — Грозный, Косчагыл — станция №3 нефтепровода Гурьев — Орск, Малгобек — Грозный и другие. Общая протяженность нефтепроводов в нашей стране составила около 3600 км.

Период Великой Отечественной войны В годы Великой Отечественной войны, когда угольный Донбасс был оккупирован, а нефть Кавказа отрезана линией фронта, снабжение страны топливом резко ухудшилось. Поэтому, несмотря на крайнюю ограниченность в средствах, принимались все возможные меры для улучшения сложившегося положения.

В этот период были построены нефтепроводы Зольное — Сызрань протяженностью 134 км, Оха — Софийск протяженностью 387 км и диаметром 325 мм, а также ряд промысловых трубопроводов.

Период до распада СССР После окончания Великой Отечественной войны до начала 50-х годов строительство нефтепроводов велось в очень ограниченных масштабах. В частности, в 1946 г. был продлен до Комсомольска-на-Амуре нефтепровод Оха — Софийск.

В последующем, до середины 60-х годов, нефтепроводы строились, в основном, в Урало-Поволжье и Закавказье. В этот период, например, были построены трансконтинентальные нефтепроводы Туймазы — Омск (впервые применены трубы диаметром 530 мм), Туймазы — Омск — Новосибирск — Иркутск диаметром 720 мм и длиной 3662 км, нефтепроводы Альметьевск — Горький (первая нитка), Альметьевск — Пермь, Ишимбай — Орск, Горький — Рязань, Тихорецк — Туапсе, Рязань — Москва и ряд других. Необходимо отметить, что в 1955 г. был введен в эксплуатацию первый «горячий» нефтепровод Озек — Суат — Грозный диаметром 325 мм и протяженностью 144 км; по нему впервые в нашей стране стали перекачивать нефть после предварительного подогрева.

В 1964 г. был пущен крупнейший в мире по протяженности (5500 км вместе с ответвлениями) трансевропейский нефтепровод «Дружба», соединивший месторождения нефти в Татарии и Куйбышевской области с восточно-европейскими странами (Чехия, Словакия, Венгрия, Польша, Германия).

Открытие крупнейших месторождений нефти в Западной Сибири в корне изменило приоритеты трубопроводного строительства. Транспортировка нефти из данного региона до существовавших промышленных центров была крайне затруднена. Расстояние от месторождений до ближайшей железнодорожной станции составляло более 700 км. Единственная транспортная магистраль — реки Обь и Иртыш, которые судоходны не более 6 месяцев в году. Обеспечить транспортировку все возрастающих объемов нефти мог только трубопроводный транспорт.

В декабре 1965 г. было завершено строительство и введен в эксплуатацию первый в Сибири нефтепровод Шаим — Тюмень диаметром

529...720 мм и протяженностью 410 км. В ноябре 1965 г. начато и в октябре 1967 г. завершено строительство нефтепровода Усть-Балык — Омск диаметром 1020 мм и протяженностью 964 км (в США трубопроводов такого диаметра еще не было). Осенью 1967 г. начато и в апреле 1969 г. завершено строительство нефтепровода Нижнеартовск — Усть-Балык диаметром 720 мм и протяженностью 252 км. В последующие годы на базе западно-сибирских месторождений были построены трансконтинентальные нефтепроводы Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск (1973 г.), Александровское — Анжеро-Судженск — Красноярск — Иркутск (1973 г.), Нижнеартовск — Курган — Куйбышев (1976 г.), Сургут — Горький — Полоцк (1979—1981 гг.) и ряд других.

Продолжалось строительство нефтепроводов и в других регионах. В 1961 г. на месторождениях Узень и Жетыбай (Южный Мангышлак) были получены первые фонтаны нефти, а уже в апреле 1966 г. вступил в строй нефтепровод Узень — Шевченко длиной 141,6 км. В дальнейшем он был продлен до Гурьева (1969 г.), а затем до Куйбышева (1971 г.). Ввод в эксплуатацию нефтепровода Узень — Гурьев — Куйбышев диаметром 1020 мм и протяженностью около 1500 км позволил решить проблему транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти Мангышлака. Для этого была выбрана технология перекачки с предварительным подогревом в специальных печах. Нефтепровод Узень — Гурьев — Куйбышев стал крупнейшим «горячим» трубопроводом мира.

Были продлены нефтепроводы Альметьевск — Горький и Туймазы — Омск — Новосибирск на участках соответственно Горький — Ярославль — Кириши и Новосибирск — Красноярск — Иркутск.

На других направлениях в 1971—1975 гг. были построены нефтепроводы Уса — Ухта — Ярославль — Москва, Куйбышев — Тихорецкая — Новороссийск и др., в 1976—1980 гг. нефтепроводы Куйбышев — Лисичанск — Одесса, Холмогоры — Сургут, Омск — Павлодар и др., в 1981—1985 гг. нефтепроводы Холмогоры — Пермь — Альметьевск — Клин, Кенкияк — Орск, Краснотенинский — Шаим, Тюмень — Юргамыш и др.

На момент распада СССР общая протяженность сети магистральных нефтепроводов составляла свыше 70 тыс. км. Координацией и оптимизацией их работы занималось Главное управление по транспорту и поставкам нефти (Главтранснефть). В состав Главтранснефти входили 16 управлений магистральными нефтепроводами, специализированное управление пусконаладочных работ, дирекция по строительству трубопроводов, экспедиционный отряд подводно-технических работ и другие подразделения.

Современное состояние Современное состояние системы нефтепроводного транспорта России сложилось, с одной стороны, в ходе ее постепенного развития на протяжении последних 50 лет, а с другой — в результате разделения единой системы нефтеснабжения на национальные подсистемы при распаде СССР.

Первоначальный, достаточно длительный период, когда нефтепереработка была сосредоточена в районах добычи нефти, закончился в начале 60-х годов. Его итогами были, как правило, локальные сети нефтеснабжения Волго-Уральского региона, сформированные нефтепроводами диаметром до 500 мм и небольшой протяженности, а также первый экспортный нефтепровод «Дружба-I».

С момента открытия и начала разработки нефтяных месторождений Западной Сибири основной концепцией стало размещение нефтепереработки в местах массового потребления нефтепродуктов, отдаленных от мест добычи на тысячи километров. Такая стратегия потребовала сооружения сверхдальних нефтепроводов диаметром 1020...1220 мм, которые в основном определяют нынешний облик нефтепроводного транспорта России и стран СНГ.

После распада СССР в остальных странах оказались локальные нефтепроводы, либо транзиты, обслуживающие Россию.

Современная сеть нефтепроводов России, по которым нефть различных месторождений поступает на отечественные НПЗ и на экспорт, составлена из трубопроводов следующих направлений (рис. 12.1):

- **северо-западного направления:**
Альметьевск — Горький — Рязань — Москва;
Горький — Ярославль — Кириши;
- **«Дружба»:**
Куйбышев — Унеча — Мозырь — Брест;
Мозырь — Броды — Ужгород;
Унеча — Полоцк — Венспилс;
- **западного направления:**
Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск;
Нижневартовск — Курган — Куйбышев;
Сургут — Горький — Полоцк;
- **восточного направления:**
Александровское — Анжеро-Судженск — Красноярск — Иркутск;
- **южного направления:**
Усть-Балык — Омск — Павлодар;
- **юго-западного направления:**
Куйбышев — Лисичанск — Кременчуг — Херсон;
Куйбышев — Тихорецк — Новороссийск;
Тихорецк — Туапсе.

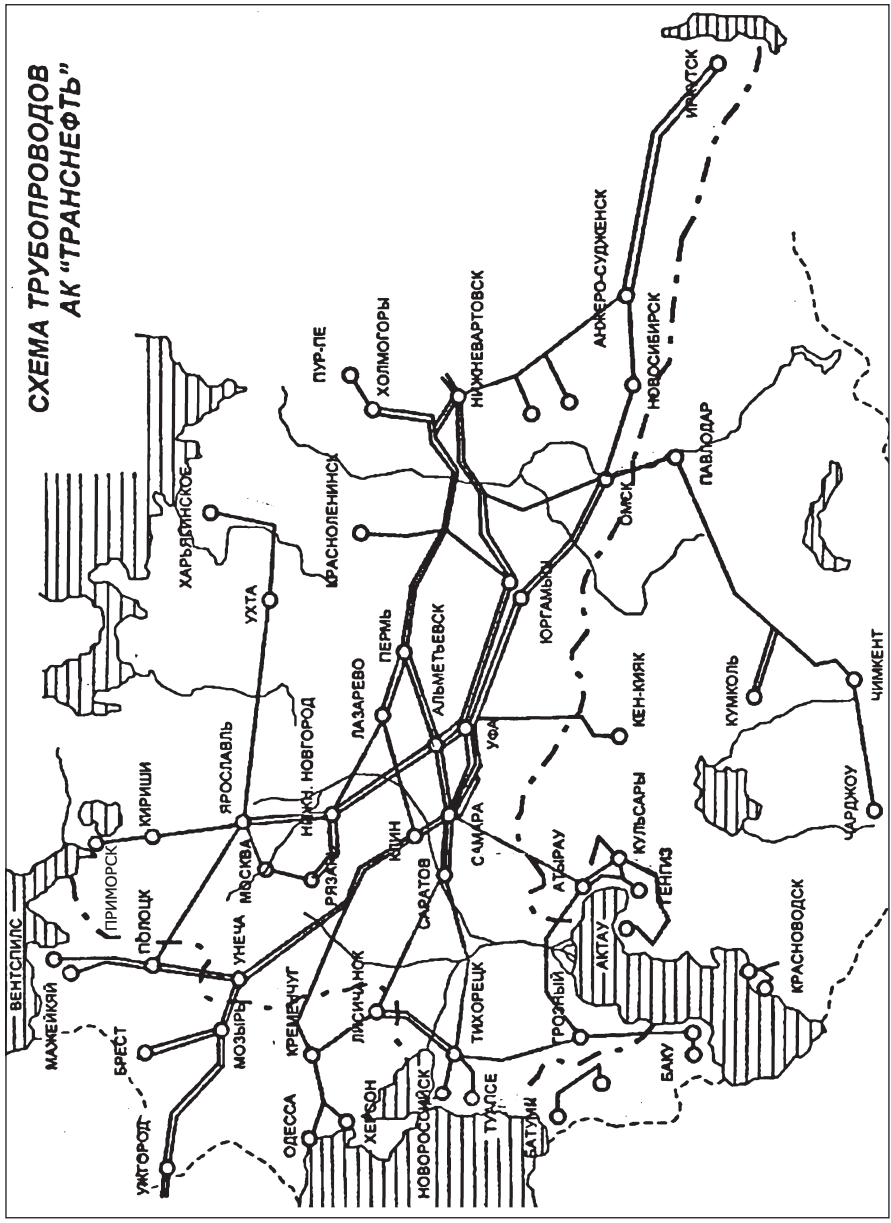


Рис. 12.1. Схема трубопроводов АК «Транснефть»

Управление российскими нефтепроводами осуществляет акционерная компания «Транснефть», образованная по Указу Президента РФ от 17.11.92 № 1403 и Постановлению Совета Министров РФ от 14.08.93 № 810. Совет директоров компании назначается Правительством РФ в составе: президент АК «Транснефть», три представителя государства (от Минтопэнерго, Госкомимущества и Госкомитета по антимонопольной политике) и три генеральных директора крупнейших предприятий нефтепроводного транспорта.

Функциями АК «Транснефть» являются: централизованное управление поставками, учет ресурсов нефти, ведение перекачки нефти по транзитным нефтепроводам, управление нештатными ситуациями, контроль технологической дисциплины и управление централизованными средствами.

В состав Компании входит 11 нефтепроводных предприятий:

- Балтнефтепровод (г. С.-Петербург);
- Верхневолжскнефтепровод (г. Нижний Новгород);
- МН «Дружба» (г. Брянск);
- ЦентрСибнефтепровод (г. Томск);
- Приволжскнефтепровод (г. Самара);
- Северные МНП (г. Ухта);
- Северо-Западные МНП (г. Бугульма);
- Сибнефтепровод (г. Тюмень);
- Транссибнефтепровод (г. Омск);
- Уралсибнефтепровод (г. Уфа);
- Черномортранснефть (г. Новороссийск);

а также институт по проектированию магистральных трубопроводов Гипротрубопровод, Центр технической диагностики, предприятия Подводтрубопроводстрой, Стройнефть и Связьнефть.

Нефтепроводные предприятия большинства государств, ставших независимыми после распада СССР, фактически продолжают координировать свою деятельность с Компанией.

По состоянию на 1 января 2003 г. АК «Транснефть» эксплуатирует 48,4 тыс. км магистральных нефтепроводов диаметром от 400 до 1220 мм, 322 нефтеперекачивающие станции, 855 резервуаров общей емкостью 12,6 млн м³. Магистральные трубопроводы диаметром 800...1220 мм составляют более половины протяженности трубопроводов системы и обеспечивают транспорт 93% добываемой в России нефти. Средний диаметр нефтепроводов АК «Транснефть» составляет свыше 800 мм; средняя дальность перекачки равна 2300 км; 20% действующих нефтепроводов базируется на месторождениях нефти в Западной Сибири.

Действующие нефтепроводы имеют достаточно солидный «возраст»: до 20 лет эксплуатируются 45,7% из них, от 20 до 30 лет — 29%, свыше 30

лет – 25,3%. В связи с этим актуальными являются вопросы их обслуживания и ремонта. Практически весь комплекс профилактических и ремонтно-восстановительных работ на всех объектах магистральных нефтепроводов Компания выполняет собственными силами и средствами. В состав нефтепроводных предприятий входят 190 аварийно-восстановительных пунктов, 71 ремонтно-восстановительная колонна для выполнения капитального ремонта линейной части, 9 центральных (региональных) баз производственного обслуживания и ремонта и 38 баз производственного обслуживания. Созданный в мае 1991 г. Центр технической диагностики обеспечил практически полную диагностику магистральных нефтепроводов, что обеспечило их своевременный ремонт во избежание аварий.

В табл. 12.1 приведены сведения о крупнейших нефтепроводах в системе АК «Транснефть». Для сравнения в табл. 12.2 дана информация о крупнейших нефтепроводах в различных странах мира. Как видно из сравнения табл. 12.1 и 12.2, крупнейшие нефтепроводы мира сосредоточены, в основном, в нашей стране. А сама система нефтепроводов АК «Транснефть» является уникальной и не имеет аналогов в мире.

Таблица 12.1 – Крупнейшие нефтепроводы в системе АК «Транснефть»

Нефтепроводы	Диаметр, мм	Длина, км	Год ввода в эксплуатацию
Туймазы – Омск – Новосибирск – Красноярск – Иркутск	720	3662	1959–1964
«Дружба» (первая нитка)	529–1020	5500	1962–1964
«Дружба» (вторая нитка)	529–720	4500	1966
Усть-Балык – Омск	1020	964	1967
Узень – Гурьев – Куйбышев	1020	1394	1971
Уса – Ухта – Ярославль – Москва	720	1853	1975
Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск	1220	2119	1973
Александровское – Анжеро-Судженск – Красноярск – Иркутск	1220	1766	1973
Куйбышев – Тихорецк – Новороссийск	1220	1522	1979
Нижневартовск – Курган – Куйбышев	1220	2150	1976
Сургут – Горький – Полоцк	1020	3250	1979–1981

Таблица 12.2 – Крупнейшие нефтепроводы за рубежом

Нефтепровод	Страна	Диаметр, мм	Длина, км
Трансаялский	США	1220	1280
Сальяко – Байе – Бланка	Аргентина	356	630
Рио-де-Жанейро – Белу – Оризонти	Бразилия	457	370
Сикучо – Ковеньяс	Колумбия	307	534
Южноевропейский (порт Лаверт – Страсбург, Карлеруэ)	Западная Европа	864	772

Продолжение таблицы 12.2

Нефтепровод	Страна	Диаметр, мм	Длина, км
Центрально-Европейский (Генуя—Феррары—Эгли, Уильям)	Западная Европа	660	1000
Южноиранский	Иран	305–762	600
Трансиракский	Ирак	920	550
Трансаравийский (первая нитка)	Саудовская Аравия	787	1200
Трансаравийский (вторая нитка)	Саудовская Аравия	1200	1210
Восточно-Аравийский	Саудовская Аравия	254–914	1620
Эджеле—Ла Скирра	Алжир	610	790

Перспективы развития трубопроводного транспорта нефти в России связаны с расширением четырех генеральных экспортных направлений: Восточно-Сибирского, Северо-Балтийского, Центрально-Европейского и Южно-Черноморско-Каспийского, а также созданием двух новых: Северо-Западного и Южного.

Восточно-Сибирское направление связано с поставками нефти в Китай и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Для этого предполагается построить нефтепровод Ангарск—Находка с отводом на Дацин (Китай). На первых порах планируется построить нефтепровод Ангарск—Дацин диаметром 900 мм и протяженностью около 2500 км. Его производительность составит не менее 20 млн т/год, для чего будут использованы ресурсы западно-сибирской нефти, поступающей в Ангарск по трубопроводу Александровское—Анжеро-Судженск—Красноярск—Иркутск, а также новых восточно-сибирских нефтяных месторождений. По мере развития нефтедобычи в Восточной Сибири трубопровод будет продлен до Находки и обеспечит прокачку нефти в количестве не менее 50 млн т/год.

Северо-Балтийское направление обеспечивает экспортные поставки нефти через специальный морской нефтепорт Приморск, построенный на побережье Финского залива. Для этого введена в строй Балтийская трубопроводная система (БТС), состоящая из ранее существовавшей системы нефтепроводов Уса—Ухта—Ярославль—Кириши, а также вновь построенных участков Харьяга—Уса и Кириши—Приморск. По мере развития нефтедобычи в Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции и увеличения поставок нефти из Казахстана производительность БТС будет доведена до 60 млн т/год и более.

Центрально-Европейское направление реализует экспортные поставки нефти по трубопроводам «Дружба»: северная ветвь—через Белоруссию в Польшу, Чехию, Германию, южная—через Украину в Венгрию. В результате интеграции южной ветви «Дружбы» с нефтепроводной системой «Адрия» российская нефть через Украину будет поступать в хорватский порт Омишаль в Адриатическом море. Это позво-

лит частично снять проблему преодоления танкерами турецких проливов Босфор и Дарданеллы.

Южно-Черноморско-Каспийское направление связано с наращиванием транзитных поставок казахстанского и азербайджанского «черного золота» по нефтепроводам Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) и Баку – Новороссийск.

Нефтепровод КТК диаметром 1220 мм и протяженностью 1580 км берет начало на Тенгизском месторождении (Казахстан) и заканчивается у поселка Южная Озерейка под Новороссийском. После выхода на проектную мощность по нему будет транспортироваться 67 млн т нефти в год.

Нефтепровод Баку – Новороссийск протяженностью 1530 км используется для транспортировки части азербайджанской нефти, а также некоторого количества казахстанской нефти, доставляемой танкерами из порта Актау в Махачкалу. При небольших капиталовложениях его производительность может быть доведена до 15 млн т/год.

Развитие **Северо-Западного направления** предусматривает поставки западно-сибирской нефти в район Мурманска, где глубины незамерзающего Кольского залива позволяют загружать танкеры дедвейтом 300 тыс. т и выше. Производительность будущего нефтепровода составит от 50 до 100 млн т/год.

В **Южном направлении** предполагается осуществить перекачку нефти по маршруту Омск – Павлодар – Чимкент – Туркменабад (бывший Чарджоу) – Нека – Тегеран. Речь идет о реанимации и продлении существующего нефтепровода Омск – Павлодар – Чимкент – Чарджоу. Нефтепровод от Туркменабада должен пересечь почти весь Туркменистан в направлении Каспийского моря до соединения с новым нефтепроводом, который протянут из Западного Казахстана. Далее в Иран пойдет единый трубопровод.

Пока конечной точкой магистрали называют Тегеран. Это значит, что с целью удешевления проекта планируется реализация нефти по схеме замещения, то есть сырье, поставляемое из России, Казахстана и Туркменистана, будет перерабатываться на НПЗ в районе Тегерана, а взамен в Персидском заливе в танкеры будет отгружаться иранская нефть. Однако не исключен вариант продления будущего нефтепровода до Персидского залива.

В случае реализации этого проекта Россия, Казахстан и Туркменистан получают выход на рынок стран Южной Азии и Азиатско-Тихоокеанского региона.

12.2. Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта

На технологию транспорта и хранения нефтей в той или иной мере влияют их физические свойства (плотность, вязкость), испаряемость, пожаровзрывоопасность, электризация, токсичность.

Плотность нефтей при 20 °С колеблется в пределах от 760 до 940 кг/м³ (табл. 12.3). С увеличением температуры она уменьшается по закону прямой (рис. 12.2). От правильного определения плотности нефти в резервуарах зависит точность ее учета, а в конечном счете — прибыль предприятия.

Таблица 12.3 — Основные параметры нефтей России

Нефтеперерабатывающий район	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с	Температура застывания, °С	Содержание парафина, %
Республики:				
Башкортостан	846...918	6,7...89,8	-21...-70	2,1...6,8
Дагестан	802...886	10,4...48,7	-24...-13	5,7...25,5
Коми	822...849	6,2...13,8	-10...-40	2,0...10,4
Татарстан	846...910	8,7...98,3	-30...-52	3,5...5,1
Чечня	789...924	3,0...163,4	-4...-60	0,8...8,5
Области:				
Астраханская	762...879	1,3...13,6	-40...30	3,8...26,0
Волгоградская	798...923	3,0...163,4	-60...-4	0,8...8,5
Куйбышевская	790...882	2,5...27,1	-34...9	2,9...10,2
Оренбургская	808...933	4,2...57,4	-56...-15	1,8...7,1
Пермская	802...960	4,2...161,8	-60...-13	2,0...10,4
Саратовская	819...847	5,3...36,3	0...16	6,6...10,4
Края:				
Краснодарский	771...938	1,6...310,3	-54...3	0,5...8,3
Ставропольский	803...862	5,3...11,7	4...29	6,5...23,6

Для определения плотности в лабораторных условиях, как правило, пользуются ареометром (рис. 12.3). Он представляет собой стеклянный поплавок с проградуированной шкалой. С целью повышения точности измерений применяют набор ареометров под различные интервалы значений плотности.

Вязкость — один из важнейших параметров нефти. От нее зависит выбор технологии перекачки, энергозатраты на транспортировку нефти и др.

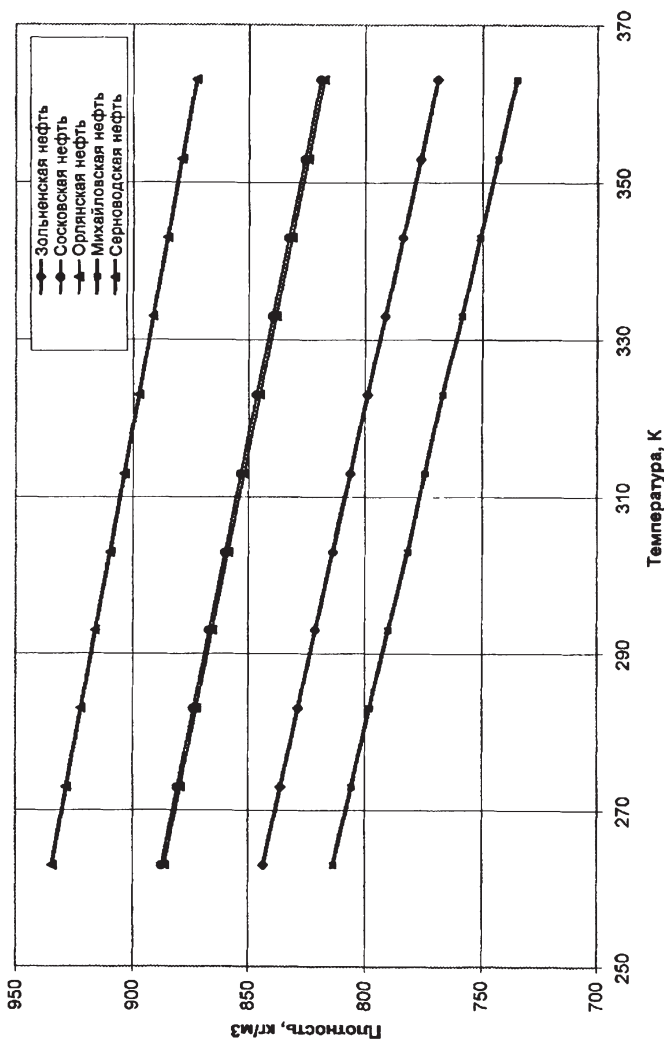


Рис. 12.2. Зависимость плотности нефти от температуры



Рис. 12.3. Ареометр

Для жидкости, заполняющей трубопровод диаметром D и длиной L , условие равномерного движения под действием перепада давления ΔP имеет вид

$$\Delta P \cdot \frac{\pi D^2}{4} - \tau \pi D L = 0,$$

где τ — касательные напряжения на стенке.

Отсюда необходимый перепад давления для осуществления перекачки равен

$$\Delta P = \tau \cdot \frac{4L}{D}$$

т. е. прямо пропорционален величине касательных напряжений.

Характер изменения величины τ в зависимости от градиента скорости сдвига $S = 32Q/(\pi D^3)$ в трубопроводе показан на рис. 12.4.

Как видно из рисунка, по характеру зависимости τ от S (ее называют **кривой течения**) все типы жидкостей (в том числе и нефти) делятся на два класса: ньютоновские 1 и неньютоновские (пластичные 2, псевдопластичные 3 и дилатантные 4). Мы привыкли иметь дело с ньютоновскими жидкостями (вода, светлые нефтепродукты, маловязкие нефти и т. п.), для которых зависимость τ от S имеет вид прямой линии, выходящей из начала координат. Тангенс угла наклона этой прямой, определяемый как отношение τ/S , есть **динамическая вязкость μ** . Для ньютоновских жидкостей она не зависит от градиента скорости сдвига.

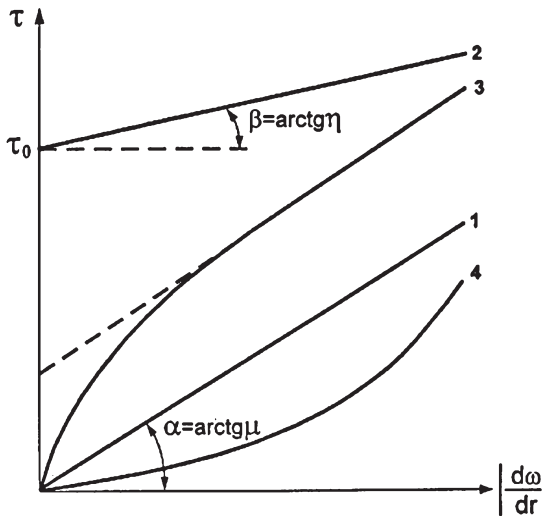


Рис. 12.4. Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей:
 1 — ньютоновских; 2 — пластичных (бингамовских);
 3 — псевдопластичных; 4 — дилатантных

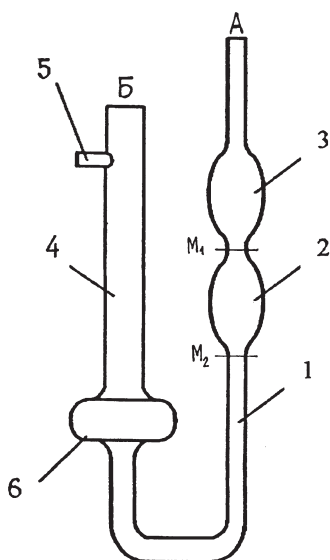


Рис. 12.5. Капиллярный вискозиметр Пинкевича:
1—капилляр; 2, 3—расширения; 4—трубка; 5—сосок; 6—расширение

Применительно к неньютоновским жидкостям введено понятие **эффективной динамической вязкости** μ_s . Определяют ее следующим образом. Вычисляют градиент скорости сдвига S для условий перекачки (по заданным D и Q), восстанавливают перпендикуляр до пересечения с соответствующей кривой течения, соединяют точку пересечения с началом координат и вычисляют величину τ/S при данном градиенте скорости сдвига.

Делением μ (или μ_s) на плотность жидкости ρ при данной температуре находят ее кинематическую ν (или эффективную кинематическую ν_s) вязкость. Все гидравлические расчеты обычно ведут с использованием этой величины.

Для ньютоновских жидкостей величина кинематической вязкости может быть определена непосредственно, например, с использованием капиллярного вискозиметра Пинкевича (рис. 12.5). Вискозиметр представляет собой U-образную стеклянную конструкцию, в которой колено А является измерительным, а колено Б—вспомогательным. Колено А состоит из капилляра 1 и двух расширений 2, 3, а колено Б из трубки 4 с соском 5 и расширения 6. Вискозиметр заполняется исследуемой жидкостью под вакуумом, создаваемым с помощью резиновой груши, присоединяемой к соску 5. Затем, создавая той же грушей давление на свободную поверхность жидкости в расширении 6, заполняют расширения 2, 3. После этого вискозиметр готов к работе. Для определения кинематической вязкости с помощью секундомера измеряют время t , в течение которого свободно

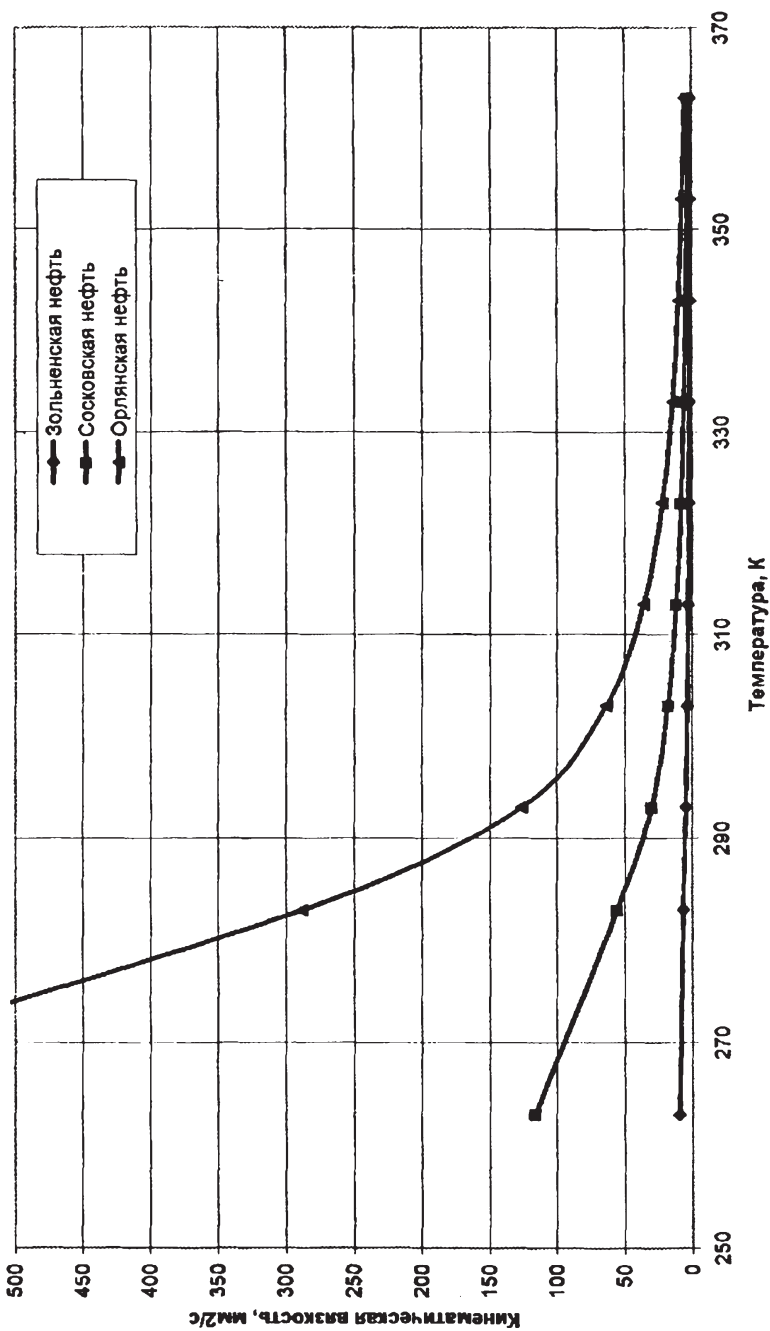


Рис. 12.6. Зависимость кинематической вязкости нефти от температуры

текущая жидкость опускается от сечения M_1 до сечения M_2 , а затем это время умножают на величину κ (g/g_u), где κ – постоянная вискозиметра, определяемая на эталонной жидкости, $\text{см}^2/\text{с}^2$; g – ускорение силы тяжести в месте измерения вязкости (для Уфы $g=981,56 \text{ см}/\text{с}^2$); g_u – нормальное ускорение силы тяжести, $g_u=980,7 \text{ см}/\text{с}^2$.

Капиллярные вискозиметры Пинкевича выпускаются с различными диаметрами капилляра (мм): 0,4; 0,6; 0,8; 1,0; 1,2; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 3,5; 4,0. Для определения кинематической вязкости нефти при заданной температуре выбирают вискозиметр с таким расчетом, чтобы время истечения нефти было не менее 15 с.

На рис. 12.6 приведены вискограммы нефтей различной вязкости. Как видно, зависимость ν от T имеет экспоненциальный характер.

Вязкость нефтей России при 20°C в 1,3–310,3 раз превышает вязкость воды. Величина вязкости предопределяет способ транспортировки нефтей по трубопроводам. Маловязкие нефти перекачивают при температуре окружающей среды без предварительной обработки, а высоковязкие нефти перекачивают одним из следующих способов: в смеси с маловязкими разбавителями, после предварительной механической или термической обработки, с предварительным подогревом и др. (подробнее эти способы рассмотрены ниже).

Температура застывания имеет существенное значение для транспортирования нефти, так как по мере приближения к ней фактической температуры жидкости затрудняется или становится невозможным ее перемещение. Переход нефти из одного агрегатного состояния в другое совершается не при одной постоянной температуре, а в некотором интервале их значений. Поэтому температура застывания является условной величиной. Она зависит главным образом от химического состава нефти и от содержания в ней парафина и смол.

Температурой застывания нефти принято считать температуру, при которой нефть, налитая в пробирку стандартных размеров, остается неподвижной в течение одной минуты при наклоне пробирки под углом 45° .

Температура застывания маловязких нефтей составляет до -25°C и поэтому их можно транспортировать при температуре окружающей среды. С увеличением содержания парафина температура застывания увеличивается. Для нефтей полуострова Мангышлак она доходит до $+30^\circ\text{C}$. Их можно перекачивать только специальными методами.

Испаряемость – свойство нефтей и нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения. Испарение углеводородных жидкостей происходит при любых температурах до тех пор, пока газовое пространство над ними не будет полностью насыщено углеводородами.

Скорость испарения нефтей и нефтепродуктов зависит, в основном, от содержания в них легких фракций (пропан, бутаны) и от температуры.

Пожаровзрывоопасность нефтей и нефтепродуктов характеризуется способностью смесей их паров с воздухом воспламеняться и взрываться.

Пожароопасность нефтей и нефтепродуктов определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

Температура вспышки паров — температура, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени. Углеводородные жидкости с температурой вспышки 61°C и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше 61°C — к горючим.

Температура воспламенения — температура, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит. Обычно температура воспламенения на $10...50^{\circ}\text{C}$ выше температуры вспышки.

Температура самовоспламенения — температура нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня. В зависимости от температуры самовоспламенения установлено пять групп пожароопасных смесей:

- 1) $T_1 > 450^{\circ}\text{C}$;
- 2) $T_2 = 300...450^{\circ}\text{C}$;
- 3) $T_3 = 200...300^{\circ}\text{C}$;
- 4) $T_4 = 135...200^{\circ}\text{C}$;
- 5) $T_5 = 100...135^{\circ}\text{C}$.

Взрывоопасность нефтей и нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости. **Нижний предел взрываемости** — это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь горящего предмета. **Верхний предел взрываемости** соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит. Значения концентрации паров между нижним и верхним пределами взрываемости называют интервалом взрываемости. Для нефтей и нефтепродуктов интервал взрываемости составляет от 2 до 10 %.

Электризация углеводородных жидкостей обусловлена их высоким электрическим сопротивлением, т. е. диэлектрическими свойствами. При трении их частиц между собой, о стенки трубопроводов и емкостей, а также о воздух возникают заряды статического электричества величиной до нескольких десятков киловольт. Для воспламенения же достаточно разряда с энергией 4—8 кВт.

Применяют, в основном, два метода защиты от разрядов статического электричества: заземление токопроводящих элементов оборудования и ограничение скоростей перекачки (не более 10 м/с).

Токсичность нефтей и нефтепродуктов заключается в том, что их пары оказывают отравляющее действие на организм человека. При этом наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны нервной системы, изменение кровяного давления и замедление пульса.

Предотвращение отравлений персонала обеспечивается усиленной вентиляцией производственных помещений, а также применением изолирующих или фильтрующих противогазов при работе в опасной для здоровья атмосфере.

12.3. Классификация нефтепроводов

Трубопровод, предназначенный для перекачки нефтей, называется нефтепроводом.

По назначению нефтепроводы делятся на три группы: внутренние, местные и магистральные.

Внутренние нефтепроводы находятся внутри чего-либо: промыслов (внутрипромысловые), нефтебаз (внутрибазовые), нефтеперерабатывающих заводов (внутризаводские). Протяженность их невелика.

Местные нефтепроводы соединяют различные элементы транспортной цепочки: нефтепромысел и головную станцию магистрального нефтепровода, нефтепромысел и пункт налива железнодорожных цистерн либо судов. Протяженность местных нефтепроводов больше, чем внутренних, и достигает нескольких десятков и даже сотен километров.

К **магистральным** нефтепроводам (МНП) относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км и диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для транспортировки товарной нефти из районов добычи до мест потребления или перевалки на другой вид транспорта.

В зависимости от условного диаметра магистральные нефтепроводы подразделяются на четыре класса:

- I класс от 1000 до 1200 мм включительно;
- II класс от 500 до 1000 мм включительно;
- III класс от 300 до 500 мм включительно;
- IV класс менее 300 мм.

Кроме того, нефтепроводы делят на категории, которые учитываются при расчете толщины стенки, выборе испытательного давления, а также при определении доли монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами.

Обычно нефтепроводы диаметром менее 700 мм относятся к IV категории, а диаметром 700 мм и более — к III-й. Однако отдельные участки нефтепровода, проложенные в особых условиях, могут иметь и более высокую категорию (I, II, B). Так, переходы нефтепроводов через водные преграды имеют категории B и I, переходы через болота различных типов — B, II и III, переходы под автомобильными и железными дорогами — I и III и т. д.

Поэтому толщина стенки магистральных нефтепроводов на их протяжении неодинакова.

12.4. Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода

Магистральный нефтепровод, в общем случае, состоит из следующих комплексов сооружений (рис. 12.7):

- подводящие трубопроводы;
- головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС);
- конечный пункт;
- линейные сооружения.

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти с головными сооружениями МНП.

Головная НПС предназначена для приема нефтей с промыслов, смешения или разделения их по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод.

Принципиальная технологическая схема головной НПС приведена на рис. 12.8. Она включает подпорную насосную 1, площадку фильтров и счетчиков 2, магистральную насосную 3, площадку регуляторов давления 4, площадку пуска скребков 5 и резервуарный парк 6. Нефть с промысла направляется на площадку 2, где сначала очищается в фильтрах-грязеуловителях от посторонних предметов, а затем проходит через турбинные расходомеры, служащие для оперативного контроля за ее количеством. Далее она направляется в резервуарный парк 6, где производится ее отстаивание от воды и мехпримесей, а также осуществляется коммерческий учет. Для закачки нефти в трубопровод используются подпорная 1 и магистральная 3 насосные. По пути нефть проходит через площадку фильтров и счетчиков 2 (с целью оперативного учета), а также площадку регуляторов давления 4 (с целью установления в магистральном нефтепроводе требуемого расхода). Площадка 5 служит для запуска в нефтепровод очистных устройств — скребков.

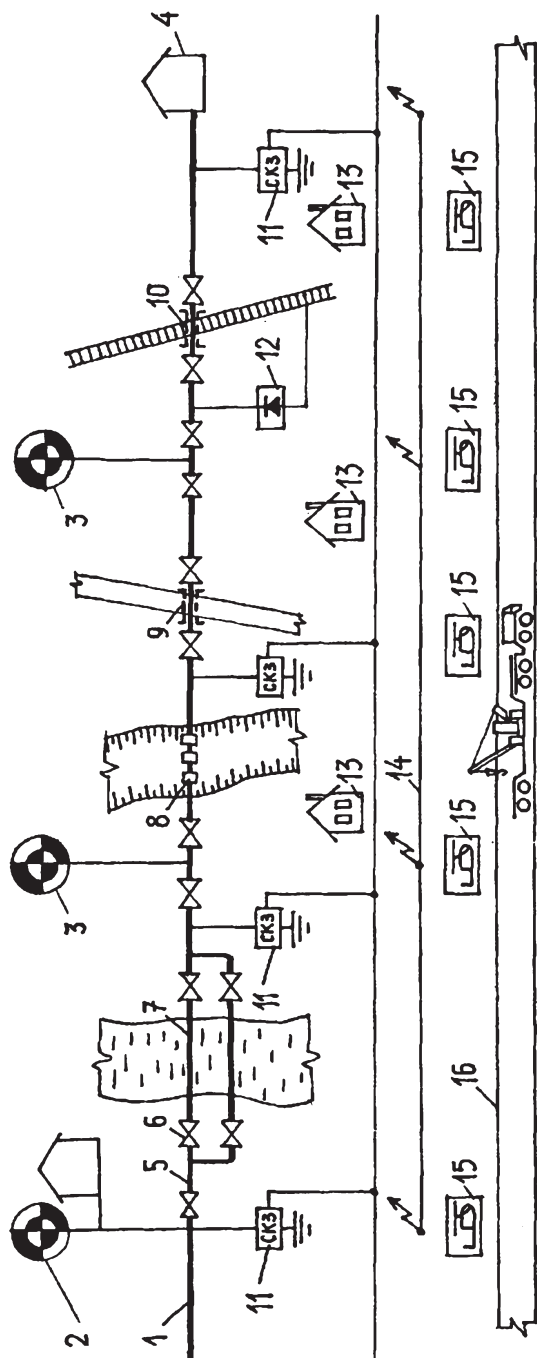


Рис. 12.7. Состав сооружения магистрального нефтепровода:

1 — подводящий трубопровод; 2 — головная нефтеперекачивающая станция; 3 — промежуточные нефтеперекачивающие станции; 4 — конечный пункт; 5 — линейная часть; 6 — линейная задвижка; 7 — диодер; 8 — надземный переход; 9 — переход под железнодорожной дорогой; 10 — переход под железной дорогой; 11 — станция катодной защиты; 12 — дренажная установка; 13 — дом обходчика; 14 — линия связи; 15 — вертолетная площадка; 16 — вдоль трассы дорога

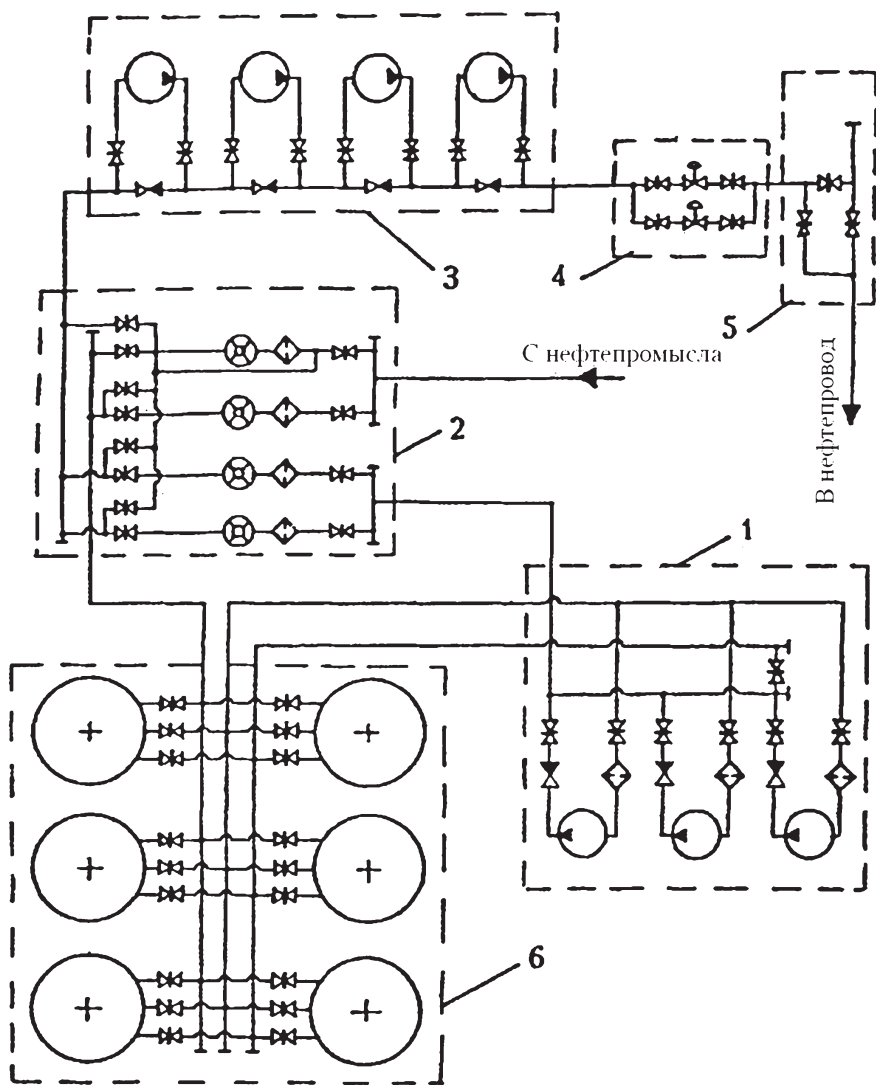


Рис. 12.8. Технологическая схема головной перекачивающей станции:
 1—подпорная насосная; 2—площадка фильтров и счетчиков;
 3—магистральная насосная; 4—площадка регуляторов давления;
 5—площадка пуска скребков; 6—резервуарный парк

Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов.

Промежуточные НПС служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50...200 км).

Принципиальная технологическая схема промежуточной НПС приведена на рис. 12.9. Она включает магистральную насосную 1, площадку регуляторов давления 2, площадку пуска и приема скребков 3, а также площадку с фильтрами-грязеуловителями 4. Нефть, поступающая из магистрального трубопровода, сначала проходит через фильтры-грязеуловители, затем приобретает в насосах энергию, необходимую для дальнейшей перекачки, и после регулирования давления на площадке 2 закачивается в следующий участок магистрального нефтепровода.

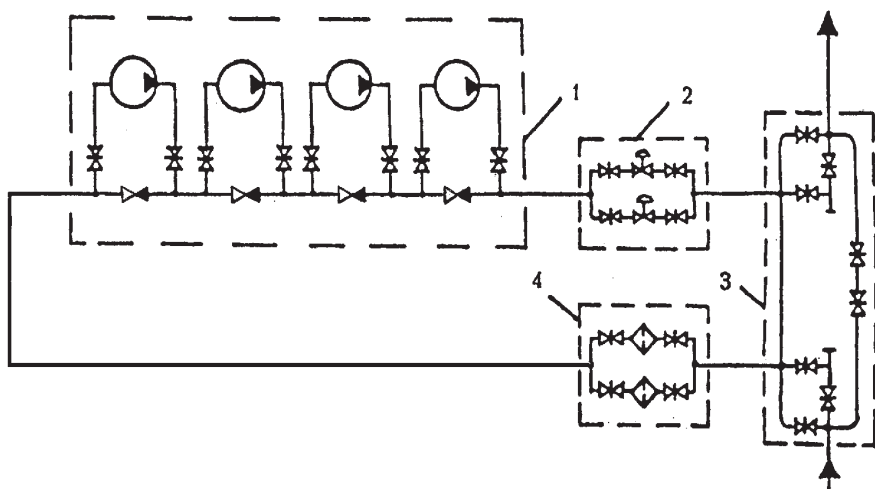


Рис. 12.9. Технологическая схема промежуточной перекачивающей станции:
1 — магистральная насосная; 2 — площадка регуляторов давления;
3 — площадка приема и пуска скребка; 4 — площадка с фильтрами-грязеуловителями

Кроме технологических сооружений на головной и промежуточных НПС имеются механическая мастерская, понизительная электроподстанция, котельная, объекты водоснабжения и водоотведения, подсобные и административные помещения и т. д.

Конечным пунктом магистрального нефтепровода обычно является нефтеперерабатывающий завод или крупная перевалочная нефтебаза.

На магистральных нефтепроводах большой протяженности организуются **эксплуатационные участки** длиной от 400 до 600 км. Граница между эксплуатационными участками обязательно проходит через промежуточные НПС. Промежуточная НПС, находящаяся в начале эксплуатационного участка, является для него «головной» НПС, а промежуточная НПС, находящаяся в конце эксплуатационного участка — «конечным пунктом» для него. Состав сооружений промежуточных НПС, расположенных на концах эксплуатационного участка, отличается от обычных наличием резервуарных парков. Таким образом, магистральный нефтепровод большой протяженности состоит как бы из нескольких последовательно соединенных нефтепроводов протяженностью не более 600 км каждый.

К **линейным сооружениям** магистрального нефтепровода относятся:

- 1) собственно трубопровод (или линейная часть);
- 2) линейные задвижки;
- 3) средства защиты трубопровода от коррозии (станции катодной и протекторной защиты, дренажные установки);
- 4) переходы через естественные и искусственные препятствия (реки, дороги и т. п.);
- 5) линии связи;
- 6) линии электропередачи;
- 7) дома обходчиков;
- 8) вертолетные площадки;
- 9) грунтовые дороги, прокладываемые вдоль трассы трубопровода.

Собственно трубопровод — основная составляющая магистрального нефтепровода — представляет собой трубы, сваренные в «нитку», оснащенные камерами приема и пуска скребков, разделителей, диагностических приборов, а также трубопроводы-отводы.

Минимальное заглубление трубопроводов до верха трубы должно быть не менее (м):

- при обычных условиях прокладки 0,8;
- на болотах, подлежащих осушению 1,1;
- в песчаных барханах 1,0;
- в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельхозмашин 0,6;
- на пахотных и орошаемых землях 1,0;
- при пересечении каналов 1,1.

Линейные задвижки устанавливаются по трассе трубопровода не реже чем через 30 км, с учетом рельефа местности таким образом, чтобы разлив нефти в случае возможной аварии был минимальным. Кроме того, линейные задвижки размещаются на выходе из НПС и на входе в них, на

обоих берегах пересекаемых трубопроводом водоемов, по обоим сторонам переходов под автомобильными и железными дорогами.

Станции катодной защиты располагаются вдоль трассы трубопровода в соответствии с расчетом. Протекторная защита применяется в местах, где отсутствуют источники электроснабжения. Дренажные установки размещаются в местах воздействия на трубопровод блуждающих токов (линии электрифицированного транспорта, линии электропередач и др.).

При переходах через водные преграды трубопроводы, как правило, заглубляются ниже уровня дна. Для предотвращения всплытия на трубопроводах монтируют чугунные или железобетонные утяжелители (пригрузы) различной конструкции. Кроме основной укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечениях железных и крупных шоссежных дорог трубопровод укладывают в патроне (кожухе) из труб, диаметр которых не менее, чем на 200 мм больше диаметра трубопровода. При пересечении естественных и искусственных препятствий применяют также надземную прокладку трубопроводов (на опорах либо за счет собственной жесткости трубы).

Вдоль трассы трубопровода проходят линии связи, линии электропередачи, а также грунтовые дороги.

Линии связи, в основном, имеют диспетчерское назначение. Это очень ответственное сооружение, т. к. обеспечивает возможность оперативного управления согласованной работой перекачивающих станций на расстоянии нескольких сот километров. Прекращение работы связи, как правило, влечет за собой остановку перекачки по трубопроводу.

Линии электропередач служат для электроснабжения перекачивающих станций, станций катодной защиты и дренажных установок.

По вдольтрассовым дорогам перемещаются аварийно-восстановительные бригады, специалисты электрохимической защиты, обходчики и др.

Вертолетные площадки предназначены для посадок вертолетов, осуществляющих патрулирование трассы трубопроводов.

На расстоянии 10...20 км друг от друга вдоль трассы размещены дома обходчиков. В обязанности обходчика входит наблюдение за исправностью своего участка трубопровода.

12.5. Трубы для магистральных нефтепроводов

Трубы магистральных нефтепроводов (а также нефтепродуктопроводов и газопроводов) изготавливают из стали, т. к. это экономичный, прочный, хорошо сваривающийся и надежный материал.

По способу изготовления трубы для магистральных нефтепроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Бесшовные трубы применяют для трубопроводов диаметром до 529 мм, а сварные — при диаметрах 219 мм и выше.

Наружный диаметр и толщина стенки труб стандартизированы. В качестве примера в табл. 12.4 приведен сортамент наиболее распространенных электросварных труб.

Таблица 12.4 — Сортамент электросварных труб для нефтепроводов

Диаметр, мм		Толщина стенки, мм													
наружный	условный														
219	200	4	5	6	7										
273	250	4	5	6	7	8									
325	300	4	5	6	7	8									
377	350	4	5	6	7	8	9								
426	400	4	5	6	7	8	9								
529	500	4	5	6	7	8	9	10							
630	600	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
720	700				6	7	8	9	10	11	12	14			
820	800						7	8	9	10	11	12	14	16	
920	900							8	9	10	11	12	14	16	
1020	1000								9	10	11	12	14	16	18
1220	1200									11	12	14	16	18	20

Примечание. Трубы с толщиной стенок, указанной выше и правее ломаной линии, изготавливают только с продольным швом.

В связи с большим разнообразием климатических условий при строительстве и эксплуатации трубопроводов трубы подразделяют на две группы: в обычном и в северном исполнении. Трубы в обычном исполнении применяют для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и в южных районах страны (температура эксплуатации 0 °С и выше, температура строительства –40 °С и выше). Трубы в северном исполнении применяются при строительстве трубопроводов в северных районах страны (температура эксплуатации –20...–40 °С, температура строительства –60 °С). В соответствии с принятым исполнением труб выбирается марка стали.

Трубы для магистральных нефтепроводов изготавливают из углеродистых и низколегированных сталей.

Основными поставщиками труб большого диаметра (529...1220 мм) для магистральных трубопроводов являются Челябинский трубопрокатный, Харцызский трубный, Новомосковский металлургический и Волжский трубный заводы.

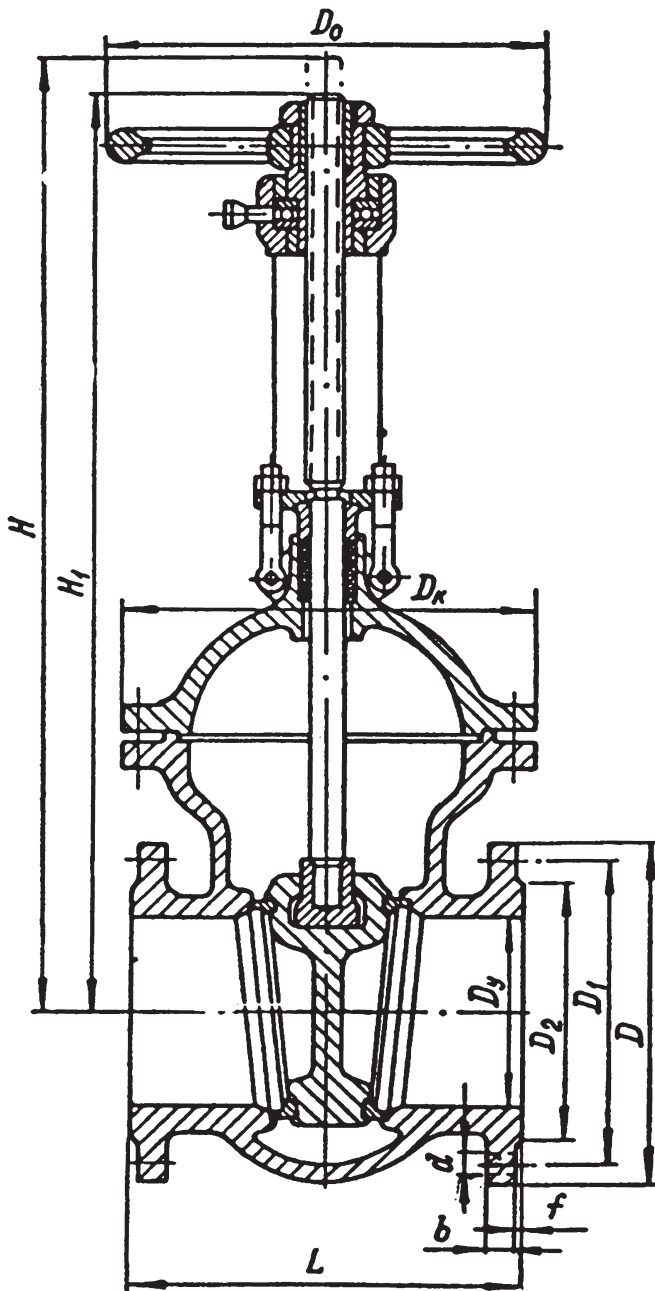


Рис. 12.10. Задвижка 30с64нж

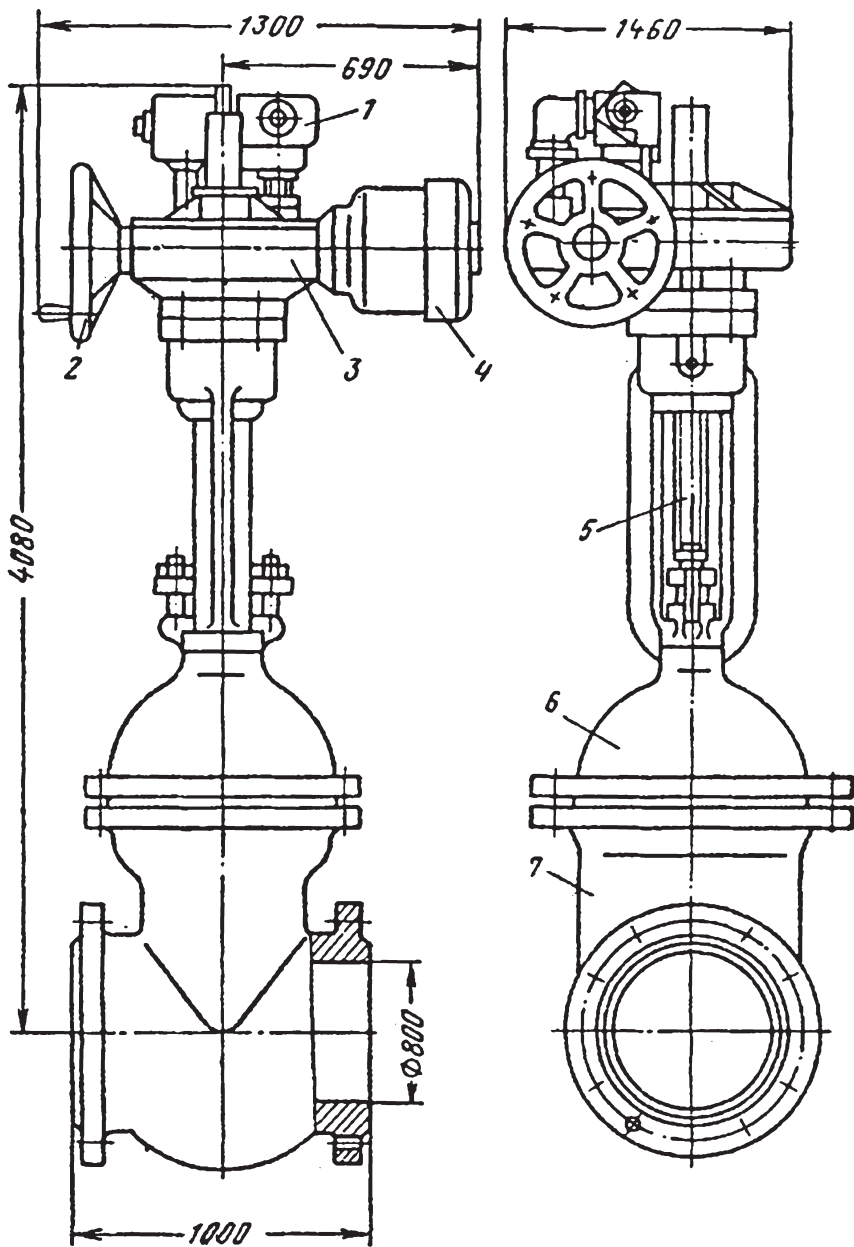


Рис. 12.11. Задвижка стальная фланцевая с электроприводом:
 1—коробка электрического включения; 2—маховик ручного привода;
 3—редуктор; 4—электродвигатель; 5—шпindelь; 6—крышка; 7—корпус

12.6. Трубопроводная арматура

Трубопроводная арматура предназначена для управления потоками нефти, транспортируемыми по трубопроводам. По принципу действия арматура делится на три класса: запорная, регулирующая и предохранительная.

Запорная арматура (затвора) служит для полного перекрытия сечения трубопровода, **регулирующая** (регуляторы давления) — для изменения давления или расхода перекачиваемой жидкости, **предохранительная** (обратные и предохранительные клапаны) — для защиты трубопроводов и оборудования при превышении допустимого давления, а также предотвращения обратных токов жидкости.

Затворами называются запорные устройства, в которых проходное сечение перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном направлению движения нефти. Конструктивно (рис. 12.10) затвора представляет собой цельный литой или сварной корпус, снабженный двумя патрубками для присоединения к трубопроводу (с помощью фланцев или сварки) и шпindel, соединенный с запорным элементом и управляемый с помощью маховика или специального привода. Место выхода шпинделя из корпуса герметизируется с помощью сальникового уплотнения. По конструкции уплотнительного затвора затвора делятся на клиновые и параллельные. На магистральных нефтепроводах затвора оснащают электроприводом (рис. 12.11).

Регуляторами давления называются устройства, служащие для автоматического поддержания давления на требуемом уровне. В соответствии с тем, где поддерживается давление — до или после регулятора, различают регуляторы типа «до себя» и «после себя».

Предохранительными клапанами называются устройства, предотвращающие повышение давления в трубопроводе сверх установленной величины. На нефтепроводах применяют мало- и полноподъемные предохранительные клапаны закрытого типа, работающие по принципу сброса части жидкости из места возникновения повышенного давления в специальный сборный коллектор (рис. 12.12).

Обратным клапаном называется устройство для предотвращения обратного движения среды в трубопроводе. При перекачке нефти применяют клапаны обратные поворотные — с затвором, вращающимся относительно горизонтальной оси (рис. 12.13).

Арматура магистральных нефтепроводов рассчитана на рабочее давление 6,4 МПа.

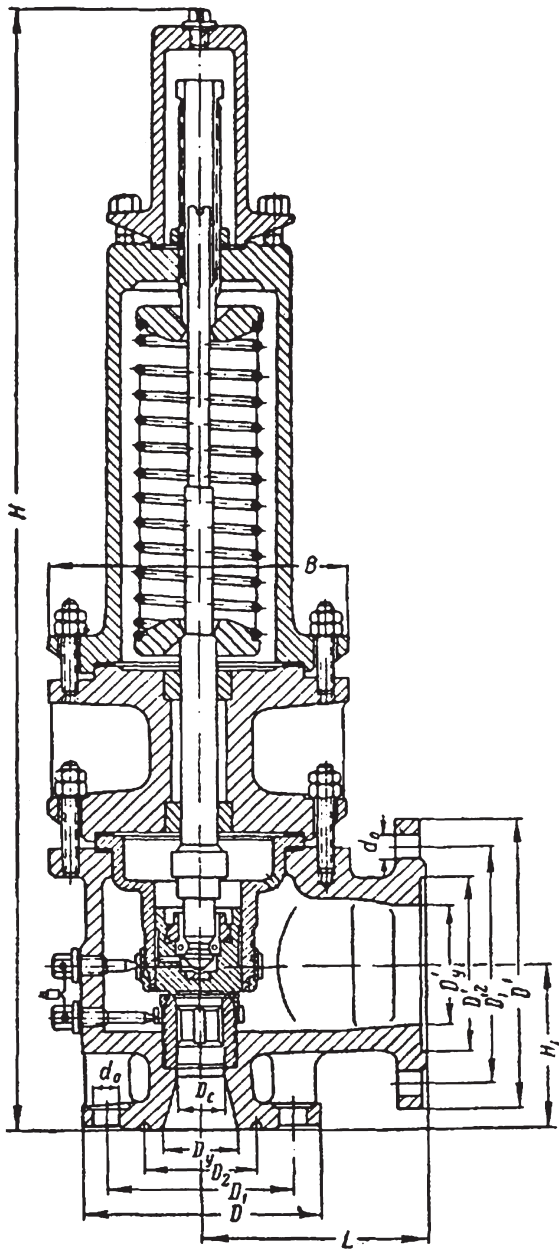


Рис. 12.12. Клапан предохранительный СПКЗ-63 ($D_\gamma = 50 \dots 150$)

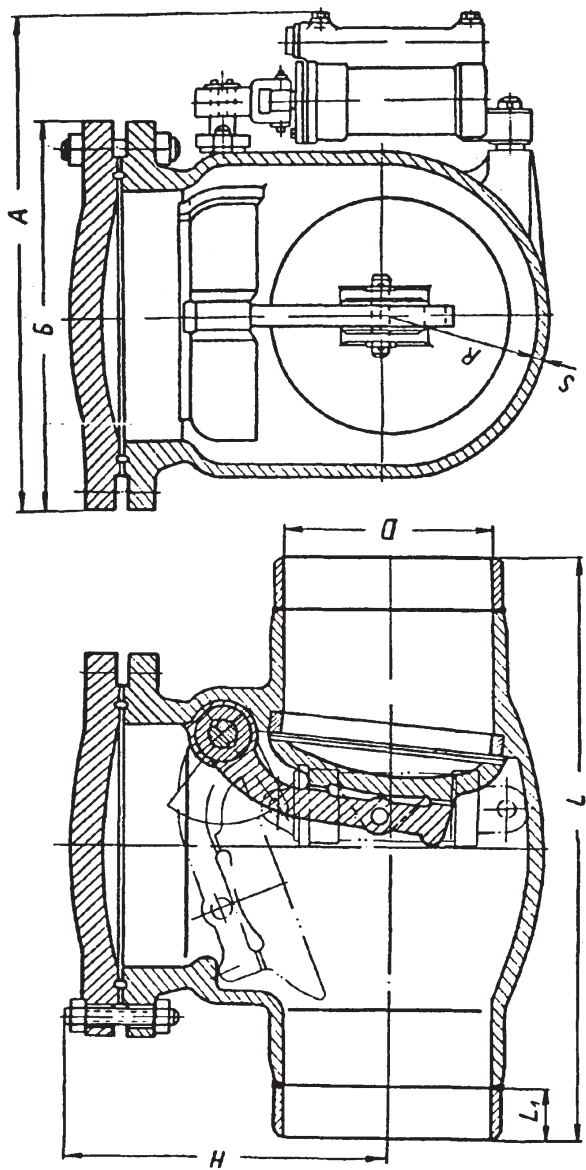


Рис. 12.13. Клапан обратный поворотный КВП-75

12.7. Средства защиты трубопроводов от коррозии

Трубопровод, уложенный в грунт, подвергается почвенной коррозии, а проходящий над землей — атмосферной. Оба вида коррозии протекают по электрохимическому механизму, т. е. с образованием на поверхности трубы анодных и катодных зон. Между ними протекает электрический ток, в результате чего в анодных зонах металл труб разрушается.

Для защиты трубопроводов от коррозии применяются пассивные и активные средства и методы. В качестве **пассивного средства** используются изоляционные покрытия, к **активным методам** относится электрохимическая защита.

Изоляционные покрытия — Изоляционные покрытия, применяемые на подземных магистральных трубопроводах, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- обладать высокими диэлектрическими свойствами;
- быть сплошными;
- обладать хорошей прилипаемостью к металлу трубопровода;
- быть водонепроницаемыми, механически прочными, эластичными и термостойкими.

Конструкция покрытий должна допускать возможность механизации их нанесения на трубы, а используемые материалы должны быть недорогими, недефицитными и долговечными.

В зависимости от используемых материалов различают покрытия на основе битумных мастик, полимерных липких лент, эпоксидных полимеров, каменноугольных пеков и др.

Наибольшее распространение в отрасли трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов получили **покрытия на основе битумных мастик**. Они представляют собой многослойную конструкцию, включающую грунтовку, мастику, армирующую и защитную обертки.

Грунтовка представляет собой раствор битума в бензине. После ее нанесения бензин испаряется и на трубе остается тонкая пленка битума, заполнившего все микронеровности поверхности металла. Грунтовка служит для обеспечения более полного контакта, а следовательно, лучшей прилипаемости основного изоляционного слоя — битумной мастики — к трубе.

Битумная мастика представляет собой смесь тугоплавкого битума (изоляционного — БНИ-IV-3, БНИ-IV, БНИ-V или строительного — БН-70/30, БН-90/10), наполнителей (минеральных — асбеста, доломита, известняка, талька; органических — резиновой крошки; полимерных —

атактического полипропилена, низкомолекулярного полиэтилена, полидиена) и пластификаторов (полиизобутилена, полидиена, масла осевого, автола). Каждый из компонентов мастики выполняет свою роль. Битум обеспечивает необходимое электросопротивление покрытия, наполнители — механическую прочность мастики, пластификаторы — ее эластичность. Битумную мастику наносят на трубу при температуре 150...180 °С. Расплавляя тонкую пленку битума, оставшуюся на трубе после испарения грунтовки, мастика проникает во все микронеровности поверхности металла, обеспечивая хорошую прилипаемость покрытия.

Битумная мастика может наноситься в один или два слоя. В последнем случае между слоями мастики для увеличения механической прочности покрытия наносят слой **армирующей обертки** из стеклохолста. Для защиты слоя битумной мастики от механических повреждений она покрывается сверху **защитной оберткой** (бризол, бикарул и др.).

В зависимости от количества и толщины слоев мастики различают битумные покрытия нормального типа (общей толщиной 4 мм) и усиленного типа (толщиной 6 мм). Покрытия усиленного типа применяются на трубопроводах диаметром 1020 мм и более, а также независимо от диаметра в следующих случаях:

- южнее 50-й параллели северной широты;
- в засоленных, заболоченных и поливных почвах;
- на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги;
- на территориях перекачивающих станций;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- на участках, где имеются блуждающие токи;
- на участках трубопроводов, прокладываемых параллельно рекам, каналам, озерам, а также вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий.

Изоляционные покрытия на основе битумных мастик применяются при температуре транспортируемого продукта не более 40 °С. При более высоких температурах применяются полимерные изоляционные покрытия. Порошковые полиэтиленовые покрытия выдерживают температуру до 70, эпоксидные — 80, полиэтиленовые липкие ленты — 70 °С.

Покрытия на основе эпоксидной порошковой краски и напыленного полиэтилена изготавливаются, в основном, в заводских условиях. В настоящее время мощности по выпуску изолированных труб ограничены. Поэтому наиболее широко применяются покрытия на основе полимерных липких лент. Сначала на трубу наносится полимерная или битумно-полимерная грунтовка, затем полиэтиленовая или поливинилхлоридная изоляционная липкая лента (1—2 слоя) и защитная обертка. Толщина

изоляционного покрытия нормального типа составляет 1,35...1,5 мм, а усиленного—1,7 мм.

Полимерные покрытия обладают высоким электросопротивлением, очень технологичны (простота нанесения, удобство механизации работ), однако они легко уязвимы—острые выступы на поверхности металла или камушки легко прокалывают такую изоляцию, нарушая ее сплошность. С этой точки зрения они уступают покрытиям на основе битумных мастик, проколоть которые достаточно сложно. Но и битумные покрытия имеют недостатки: с течением времени они теряют эластичность, становятся хрупкими и отслаиваются от трубопровода.

Указанных недостатков лишено комбинированное изоляционное покрытие «Пластобит». На слой грунтовки наносится битумная мастика толщиной 3...4 мм, которая сразу же обматывается поливинилхлоридной пленкой без подклеивающего слоя. Величина нахлеста регулируется в пределах 3...6 мм. В момент намотки полимерного слоя часть мастики выдавливается под нахлест, что обеспечивает получение герметичного покрытия.

Полимерный слой в конструкции покрытия «Пластобит» играет роль своеобразной «арматуры», которая обеспечивает сохранение целостности основного изоляционного слоя—битумного. В свою очередь, прокол полимерной пленки не приводит к нарушению целостности покрытия, т. к. слой битумной мастики имеет достаточно большую толщину.

Электрохимическая защита трубопроводов от коррозии

Практика показывает, что даже тщательно выполненное изоляционное покрытие в процессе эксплуатации стареет: теряет свои диэлектрические свойства, водостойчивость, адгезию. Встречаются повреждения изоляции при засышке трубопроводов в траншеи, при их температурных перемещениях, при воздействии корней растений. Кроме того, в покрытиях остается некоторое количество незамеченных при проверке дефектов. Следовательно, изоляционные покрытия не гарантируют необходимой защиты подземных трубопроводов от коррозии. Исходя из этого, в строительных нормах и правилах отмечается, что защита трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной активности грунта и района их прокладки должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

Электрохимическая защита осуществляется катодной поляризацией трубопроводов. Если катодная поляризация производится с помощью внешнего источника постоянного тока, то такая защита называется **катодной**, если же поляризация осуществляется присоединением защищаемого трубопровода к металлу, имеющему более отрицательный потенциал, то такая защита называется **протекторной**.

Катодная защита Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 12.14. Источником постоянного тока является станция катодной защиты 3, где с помощью выпрямителей переменный ток, поступающий от вольтограссовой ЛЭП 1 через трансформаторный пункт 2, преобразуется в постоянный.

Отрицательным полюсом источник с помощью кабеля 6 подключен к защищаемому трубопроводу 4, а положительным — к анодному заземлению 5. При включении источника тока электрическая цепь замыкается через почвенный электролит.

Принцип действия катодной защиты (рис. 12.15) аналогичен процессу электролиза. Под воздействием приложенного электрического поля источника начинается движение полусвободных валентных электронов в направлении «анодное заземление — источник тока — защищаемое сооружение». Теряя электроны, атомы металла анодного заземления переходят в виде ион-атомов в раствор почвенного электролита, т. е. анодное заземление разрушается. Ион-атомы подвергаются гидратации и отводятся вглубь раствора. У защищаемого же сооружения вследствие работы источника постоянного тока наблюдается избыток свободных электронов, т. е. создаются условия для протекания реакций кислородной и водородной деполяризации, характерных для катода.

Считается, что для защиты от коррозии подземных металлических трубопроводов необходимо, чтобы их потенциал был не более минус 0,85 В. Минимальный защитный потенциал должен поддерживаться на границе зон действия смежных станций катодной защиты (СКЗ).

Протекторная защита Принцип действия протекторной защиты аналогичен работе гальванического элемента (рис. 12.16). Два электрода (трубопровод 1 и протектор 2, изготовленный из более электроотрицательного металла, чем сталь) опущены в почвенный электролит и соединены проводником 3. Так как материал протектора является более электроотрицательным, то под действием разности потенциалов происходит направленное движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику 3. Одновременно ион-атомы материала протектора переходят в раствор, что приводит к его разрушению. Сила тока при этом контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки 4.

Таким образом, разрушение металла все равно имеет место. Но не трубопровода, а протектора.

Теоретически для защиты стальных сооружений от коррозии могут быть использованы все металлы, расположенные в электрохимическом ряду напряжений левее от железа, т. к. они более электроотрицательны.

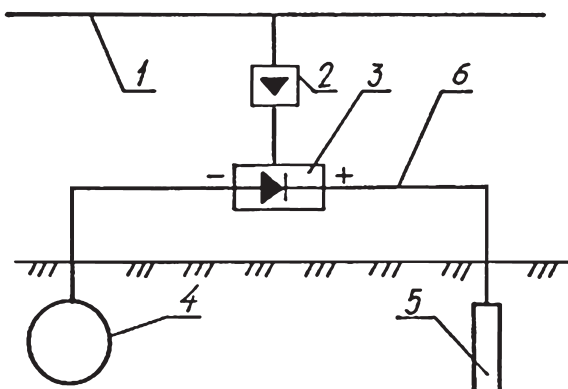


Рис. 12.14. Принципиальная схема катодной защиты:
 1—ЛЭП; 2—трансформаторный пункт; 3—станция катодной защиты;
 4—защищаемый трубопровод; 5—анодное заземление; 6—кабель

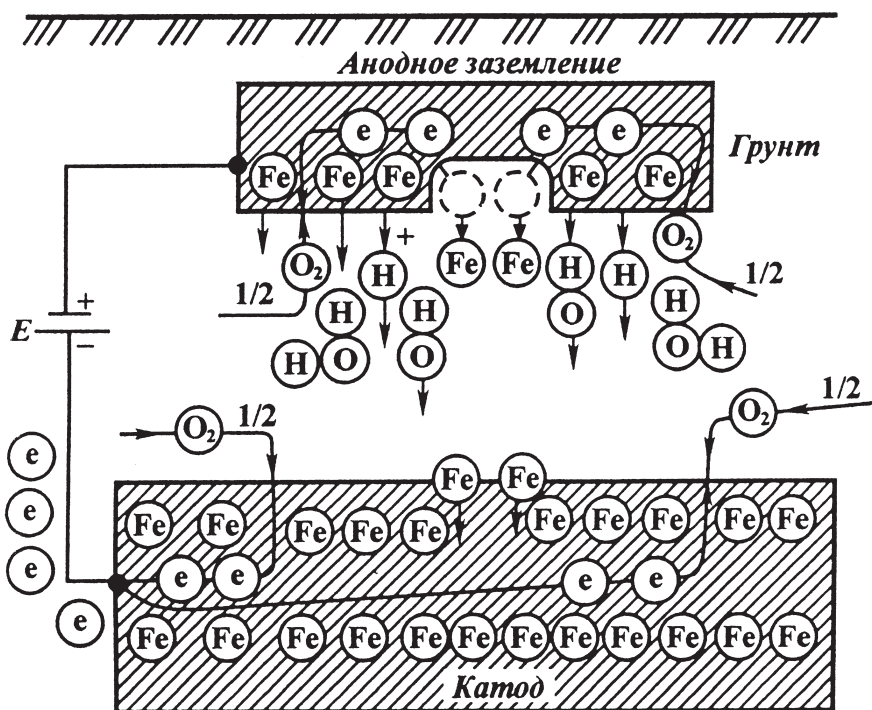


Рис. 12.15. Механизм действия катодной защиты

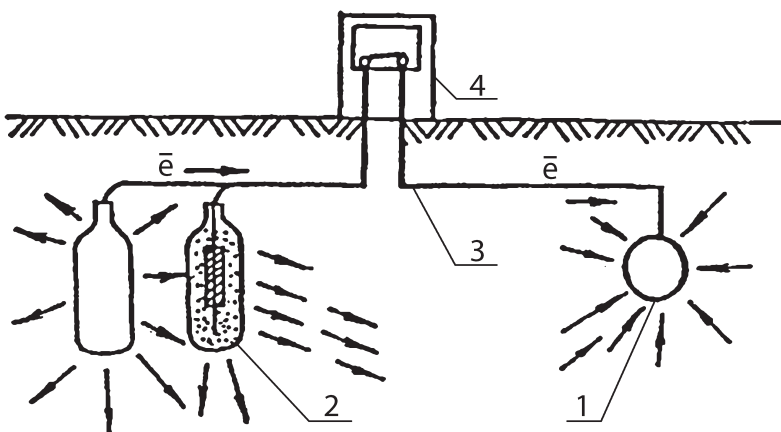


Рис. 12.16. Принципиальная схема протекторной защиты:
1 – трубопровод; 2 – протектор; 3 – проводник;
4 – контрольно-измерительная колонка

Практически же протекторы изготавливаются только из материалов, удовлетворяющих следующим требованиям:

- разность потенциалов материала протектора и железа (стали) должна быть как можно больше;
- ток, получаемый при электрохимическом растворении единицы массы протектора (токоотдача), должен быть максимальным;
- отношение массы протектора, израсходованной на создание защитного тока, к общей потере массы протектора (коэффициент использования) должно быть наибольшим.

Данным требованиям в наибольшей степени удовлетворяют магний, цинк и алюминий, сплавы которых и используются для изготовления протекторов.

Протекторную защиту рекомендуется использовать в грунтах с удельным сопротивлением не более 50 Ом·м.

Применяют защиту протекторами, расположенными как поодиночке, так и группами. Кроме того, защита от коррозии трубопроводов может быть выполнена ленточными протекторами.

Механизм наведения блуждающих токов

Появление блуждающих токов в подземных металлических сооружениях связано с работой электрифицированного транспорта и электрических устройств, использующих землю в качестве токопровода. Источниками блуждающих токов являются линии электрифицированных же-

лезных дорог, трамваев, линии электропередачи, установки катодной защиты и др.

При работе электрифицированного транспорта ток совершает движение от положительной шины тяговой подстанции по контактному проводу к двигателю транспортного средства, а затем через колеса попадает на рельсы, по которым возвращается к отрицательной шине тяговой подстанции. Однако из-за нарушения перемычек между рельсами (увеличение сопротивления цепи), а также низкого переходного сопротивления «рельсы — грунт» часть тока стекает в землю. Здесь она натекает на подземные металлические сооружения, имеющие низкое продольное сопротивление, и распространяется до места с нарушенной изоляцией, расположенного недалеко от сооружения с еще меньшим продольным сопротивлением. В месте стекания блуждающих токов металл сооружения теряет свои ион-атомы, т. е. разрушается.

Блуждающие токи опасны тем, что они стекают, как правило, с небольшой площади поверхности, что приводит к образованию глубоких язв в металле в течение короткого времени.

Электродренажная защита трубопроводов

Метод защиты трубопроводов от разрушения блуждающими токами, предусматривающий их отвод (дренаж) с защищаемого сооружения на сооружение — источник блуждающих токов либо специальное заземление — называется **электродренажной защитой**.

Применяют прямой, поляризованный и усиленный дренажи. **Прямой электрический дренаж** — это дренажное устройство двусторонней проводимости. Схема прямого электрического дренажа (рис. 12.17а) включает: реостат R , рубильник K , плавкий предохранитель P_p и сигнальное реле C_p . Сила тока в цепи «трубопровод — рельс» регулируется реостатом. Если величина тока превысит допустимую, то плавкий предохранитель сгорит, ток потечет по обмотке реле, при включении которого включается звуковой или световой сигнал.

Прямой электрический дренаж применяется в тех случаях, когда потенциал трубопровода постоянно выше потенциала рельсовой сети, куда отводятся блуждающие токи. В противном случае дренаж превратится в канал для натекания блуждающих токов на трубопровод.

Поляризованный электрический дренаж (рис. 12.17б) — это дренажное устройство, обладающее односторонней проводимостью. От прямого дренажа поляризованный отличается наличием элемента односторонней проводимости (вентильный элемент) ВЭ. При поляризованном дренаже ток протекает только от трубопровода к рельсу, что исключает натекание блуждающих токов на трубопровод по дренажному проводу.

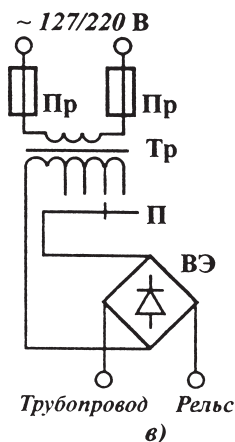
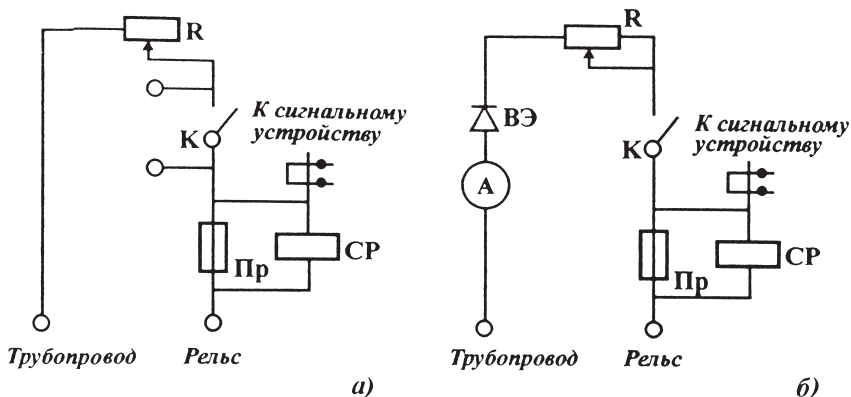


Рис. 12.17.
 Принципиальные схемы
 электрических дренажей:
 а) прямой;
 б) поляризованный;
 в) усиленный

Усиленный дренаж (рис. 12.17в) применяется в тех случаях, когда нужно не только отводить блуждающие токи с трубопровода, но и обеспечить на нем необходимую величину защитного потенциала. Он представляет собой обычную катодную станцию, подключенную отрицательным полюсом к защищаемому сооружению, а положительным — не к анодному заземлению, а к рельсам электрифицированного транспорта.

За счет такой схемы подключения обеспечивается: во-первых, поляризованный дренаж (за счет работы вентильных элементов в схеме СКЗ), а во-вторых, катодная станция удерживает необходимый защитный потенциал трубопровода.

После ввода трубопровода в эксплуатацию производится регулировка параметров работы системы его защиты от коррозии. При необходимости, с учетом фактического положения дел, могут вводиться в эксплуатацию дополнительные станции катодной и дренажной защиты, а также протекторные установки.

12.8. Насосно-силовое оборудование

Насосами называются гидравлические машины, которые служат для перекачки жидкостей.

При трубопроводном транспорте нефти используются **центробежные насосы**. Конструктивно (рис. 12.18) они представляют собой улиткообразный корпус (элементами которого являются спиральная камера 3, всасывающий 2 и нагнетательный 4 патрубки), внутри которого вращается закрепленное на валу рабочее колесо 8. Последнее состоит из двух дисков, между которыми находятся лопатки, загнутые в сторону, обратную направлению вращения.

Принцип работы центробежных насосов следующий. Из всасывающего трубопровода через всасывающий патрубок жидкость поступает на быстро вращающиеся лопатки рабочего колеса 8, где под действием центробежных сил отбрасывается к периферии насоса. Таким образом, механическая энергия вращения вала двигателя преобразуется в кинетическую энергию жидкости. Двигаясь по спиральной камере 3, жидкость попадает в расширяющийся нагнетательный патрубок 4, где по мере уменьшения скорости увеличивается давление жидкости. Далее через напорную задвижку 5 жидкость поступает в напорный трубопровод 6. Для контроля за работой насоса измеряют давление в его всасывающем и нагнетательном патрубках с помощью мановакуумметра 7 и манометра 9.

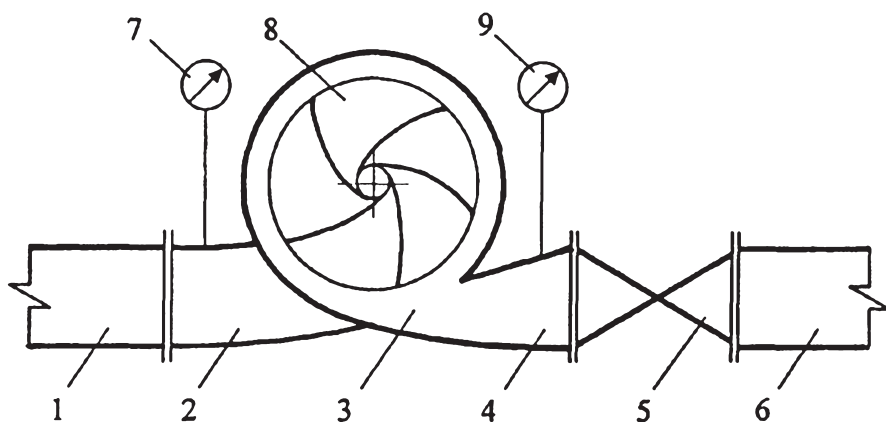


Рис. 12.18. Принципиальная схема насосной установки на базе центробежного насоса:
1 — всасывающий трубопровод; 2 — всасывающий патрубок насоса;
3 — спиральная камера; 4 — нагнетательный патрубок;
5 — напорная задвижка; 6 — напорный трубопровод;
7 — мановакуумметр; 8 — рабочее колесо; 9 — манометр

Для успешного ведения перекачки на входе в центробежные насосы должен поддерживаться определенный подпор. Его величина не должна быть меньше некоторого значения, называемого допустимым кавитационным запасом.

По величине развиваемого напора центробежные насосы магистральных нефтепроводов делятся на основные и подпорные. В качестве **основных** используются нефтяные центробежные насосы серии НМ (табл. 12.5).

Марка насосов расшифровывается следующим образом: Н — насос, М — магистральный, первое число после букв — подача насоса ($\text{м}^3/\text{ч}$) при максимальном КПД, второе число — напор насоса (м) при максимальном КПД. Насосы НМ на небольшую подачу (до $710 \text{ м}^3/\text{ч}$) — секционные, имеют три последовательно установленных рабочих колеса с односторонним входом жидкости. Остальные насосы являются одноступенчатыми и имеют рабочее колесо с двусторонним входом, обеспечивающим разгрузку ротора от осевых усилий.

Основное назначение **подпорных** насосов — создание на входе в основные насосы подпора, обеспечивающего их устойчивую работу. При подачах $2500 \text{ м}^3/\text{ч}$ и более применяются подпорные насосы серии НМП (табл. 12.5). При меньших подачах используются насосы серии НД (насос с колесом двустороннего всасывания). Цифра в марке — это диаметр всасывающего патрубка, выраженный в дюймах. Применяются также насосы марки НПВ (Н — насос; П — подпорный; В — вертикальный). Это одноступенчатые насосы, располагаемые ниже поверхности земли в металлическом или бетонном колодце («стакане»).

В качестве привода насосов используются электродвигатели синхронного и асинхронного типа. В зависимости от исполнения электродвигатели могут быть установлены в общем зале с насосами или в помещении, отделенном от насосного зала газонепроницаемой стеной. Взрывозащищенное исполнение электродвигателей, применяемых в общих залах нефтенасосных, достигается продувкой корпуса электродвигателя воздухом под избыточным давлением.

Основные и подпорные насосы устанавливаются соответственно в основной и в подпорной насосных.

При обычном исполнении электродвигателей их устанавливают в отдельном зале, герметично изолированном от насосного специальной стеной. В этом случае место прохождения через разделительную стену вала, соединяющего насос и электродвигатель, имеет конструкцию, препятствующую проникновению через него паров нефти.

Таблица 12.5 – Техническая характеристика насосных агрегатов

Насосы					Электродвигатели	
Марка	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Допуск. кавитац. запас, м	КПД, %	Марка	Мощность, кВт
Основные секционные						
НМ 125-550	125	550	4	72	2АРМП1-400/6000 2АЗМП1-400/6000	400
НМ 180-500	180	500	4	72	2АРМП1-400/6000 2АЗМП1-400/6000	400
НМ 250-475	250	475	4	75	2АРМП1-500/6000 2АЗМП1-500/6000	500
НМ 360-460	360	460	4,5	78	2АРМП1-630/6000 2АЗМП1-630/6000	630
НМ 500-300	500	300	4,5	80	2АРМП1-500/6000 2АЗМП1-500/6000	500
НМ 710-280	710	280	6	80	2АРМП1-800/6000 2АЗМП1-800/6000	800
Основные одноступенчатые						
НМ 1250-260	1250	260	20	80	СТДП 1250-2	1250
НМ 2500-230	2500	230	32	86	СТДП 2000-2	2000
НМ 3600-230	3600	230	40	87	СТДП 2500-2	2500
НМ 5000-210	5000	210	42	88	СТДП 3150-2	3150
НМ 7000-210	7000	210	52	89	СТДП 5000-2	5000
НМ 10000-210	10000	210	65	89	СТДП 6300-2	6300
НМ 10000-210 (на повышенную подачу)	12500	210	87	87	СТДП 8000-2	8000
Подпорные						
8НДвН	600	35	5,5	79	МА-36-51/6	100
14НДсН	1260	37	5	87	МА-35-61/6	160
НМП 2500-74	2500	74	3	72	ДС-118/44-6	800
НМП 3600-78	3600	78	3	83	ДС-118/44-6	800
НМП 5000-115	5000	115	3,5	85	СДН-2-16-59-6	1600
НПВ 1250-60	1250	60	2,2	76	ВАОВ 500 М-4У1	400
НПВ 2500-80	2500	80	3,2	82	ВАОВ 630 L-4У1	800
НПВ 3600-90	3600	90	4,8	84	ВАОВ 710 L-4У1	1250
НПВ 5000-120	5000	120	5	85	ВАОВ 800 L-4У1	2000

12.9. Резервуары и резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов

Резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов служат:

- для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков транспортной цепи;
- для учета нефти;
- для достижения требуемого качества нефти (отстаивание от воды и мехпримесей, смешение и др.).

В соответствии с этим резервуарные парки размещаются:

- на головной НПС;
- на границах эксплуатационных участков;
- в местах подкачки нефти с близлежащих месторождений или сброса нефти попутным потребителям.

Резервуарным парком в конце магистрального нефтепровода является либо сырьевой парк НПЗ, либо резервуары крупной перевалочной нефтебазы или пункта налива.

Полезный объем резервуарных парков на НПС рекомендуется принимать следующим (единица измерения — суточный объем перекачки):

- головная НПС 2...3;
- НПС на границе эксплуатационных участков 0,3...0,5;
- то же при проведении приемо-сдаточных операций. . . 1,0...1,5.

В системе магистральных нефтепроводов применяют вертикальные и горизонтальные стальные, а также железобетонные резервуары.

Резервуары бывают подземные и наземные. **Подземными** называют резервуары, у которых наивысший уровень взлива не менее чем на 0,2 м ниже наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки. Остальные резервуары относятся к **наземным**.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей (типа РВС) являются наиболее распространенными. Они представляют собой (рис. 12.19) цилиндрический корпус, сваренный из стальных листов размером 1,5×6 м, толщиной 4...25 мм, со щитовой конической или сферической кровлей. При изготовлении корпуса длинная сторона листов располагается горизонтально. Один горизонтальный ряд сваренных между собой листов называется **поясом** резервуара. Пояса резервуара соединяются между собой ступенчато, телескопически или встык.

Щитовая кровля опирается на фермы и (у резервуаров большой емкости) на центральную стойку.

Днище резервуара сварное, располагается на песчаной подушке, обработанной с целью предотвращения коррозии битумом, и имеет уклон

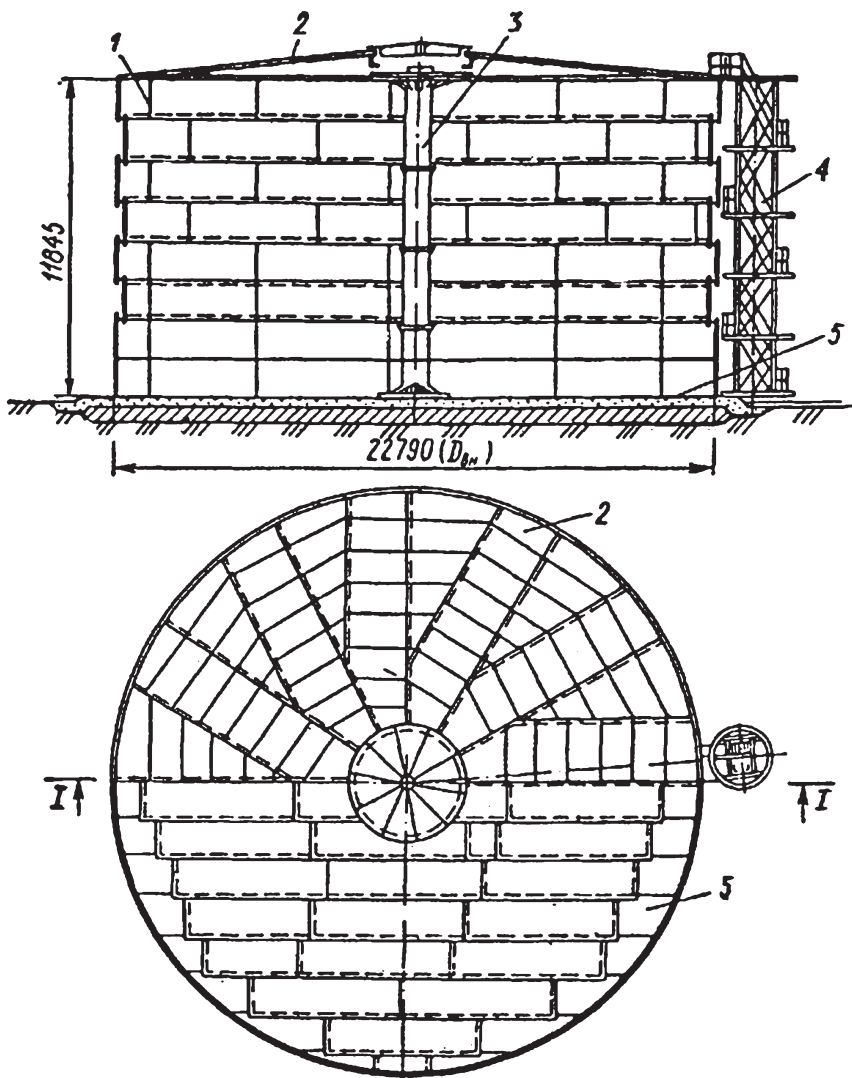


Рис. 12.19. Вертикальный цилиндрический резервуар объемом 5000 м³ со щиповой кровлей:
 1 — корпус; 2 — щиповая кровля; 3 — центральная стойка;
 4 — шахтная лестница, 5 — днище

от центра к периферии. Этим обеспечивается более полное удаление подтоварной воды.

Резервуары типа РВС сооружаются объемом от 100 до 50 000 м³. Они рассчитаны на избыточное давление 2000 Па и вакуум 200 Па.

Для сокращения потерь нефти от испарения вертикальные цилиндрические резервуары оснащают понтонами и плавающими крышами.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей (типа РВСПК) отличаются от резервуаров типа РВС тем, что они не имеют стационарной кровли (рис. 12.20). Роль крыши у них выполняет диск, изготовленный из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости.

Известные конструкции плавающих крыш можно свести к четырем основным типам (рис. 12.21): дисковая, однослойная с кольцевым коробом, однослойная с кольцевым и центральным коробами, двуслойная. Дисковые крыши наименее металлоемки, но и наименее надежны, т.к. появление течи в любой ее части приводит к заполнению чаши крыши нефтью и далее — к ее потоплению. Двуслойные крыши, наоборот, наиболее металлоемки, но и наиболее надежны, т.к. пустотелые короба, обеспечивающие плавучесть, герметично закрыты сверху и разделены перегородками на отсеки.

Для сбора ливневых вод плавающие крыши имеют уклон к центру. Во избежание разрядов статического электричества их заземляют.

С целью предотвращения заклинивания плавающих крыш диаметр их металлического диска на 100—400 мм меньше диаметра резервуара. Оставшееся кольцевое пространство герметизируется с помощью уплотняющих затворов 1 различных конструкций (рис. 12.20).

Чтобы плавающая крыша не вращалась вокруг своей оси, в резервуаре устанавливают вертикальные направляющие 6 из труб, которые одновременно служат для размещения устройства измерения уровня и отбора проб нефти.

В крайнем нижнем положении плавающая крыша опирается на стойки 7, расположенные равномерно по окружности крыши. Высота опорных стоек равна 1,8 м, что позволяет рабочим проникать внутрь резервуара и выполнять необходимые работы.

Недостатком резервуаров с плавающей крышей является возможность ее заклинивания вследствие неравномерности снежного покрова.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с понтоном (типа РВСП) — это резервуары, по конструкции аналогичные резервуарам типа РВС (имеют стационарную крышу), но снабженные плавающим на поверхности нефти понтоном (рис. 12.22). Подобно плавающей крыше, понтоны перемещаются по направляющим трубам 6, снабжены опорными стойками 9 и уплотняющими затворами 1, 7, тщательно заземлены.

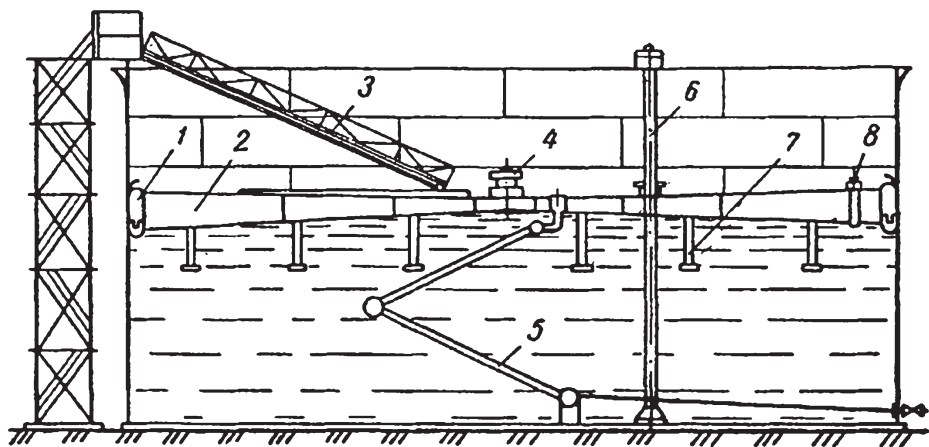


Рис. 12.20. Резервуар с плавающей крышей:
 1 — уплотняющий затвор; 2 — крыша; 3 — шарнирная лестница; 4 — предохра-
 нительный клапан; 5 — дренажная система; 6 — труба; 7 — стойки; 8 — люк

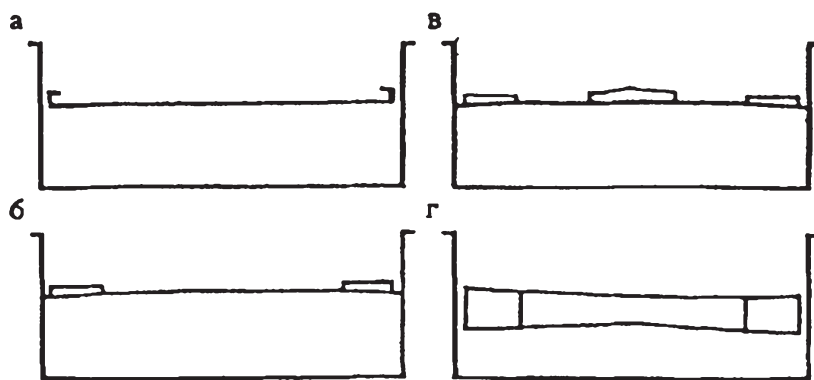


Рис. 12.21. Схемы основных типов плавающих крыш:
 а) дисковая; б) однослойная с кольцевым коробом; в) однослойная
 с кольцевым и центральным коробами; г) двухслойная

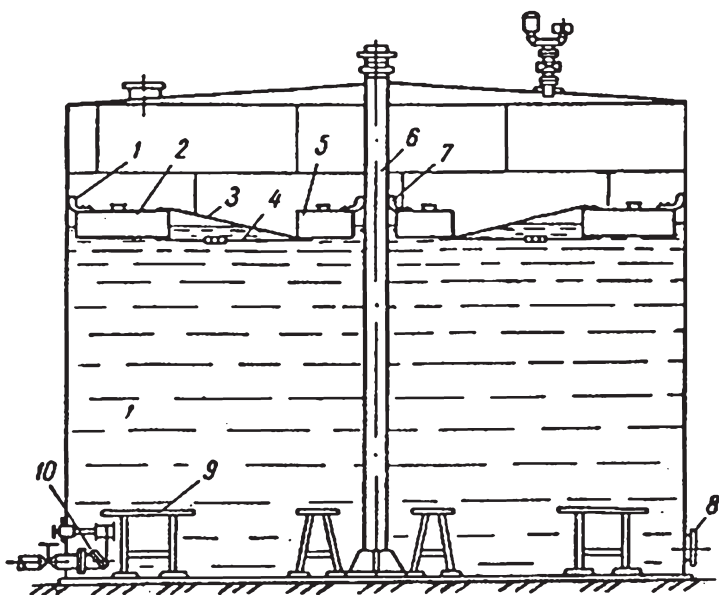


Рис. 12.22. Резервуар с плавающим металлическим понтоном: 1—уплотняющий затвор; 2—периферийный короб понтона; 3—мембрана из листового металла; 4—стяжка; 5—центральный короб понтона; 6—направляющая труба; 7—уплотнение направляющей трубы; 8—люк-лаз; 9—опоры для понтона; 10—приемо-раздаточный патрубок с хлопнушкой

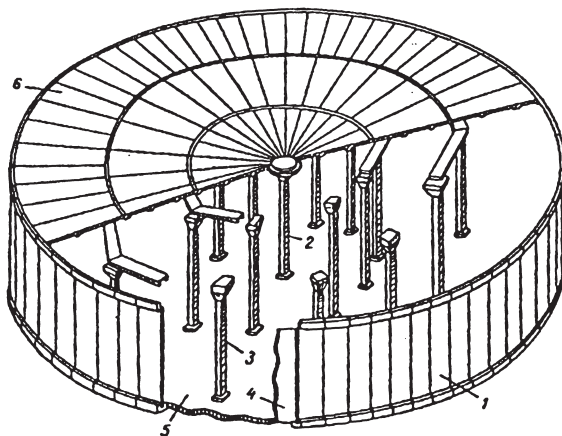


Рис. 12.23. Общий вид сборного цилиндрического железобетонного резервуара: 1—боковые панели; 2—центральная опорная колонна; 3—периферийная опорная колонна; 4—металлическая облицовка; 5—монолитное железобетонное дно; 6—крыша

Понтоны бывают металлические и синтетические. **Металлические понтоны** конструктивно мало отличаются от плавающих крыш. **Синтетический понтон** состоит из кольца жесткости с сеткой, опирающегося на поплавки и покрытого ковром из непроницаемой для паров (например, полиамидной) пленки. Понтоны из синтетических материалов в отличие от металлических практически непотопляемы, монтируются в действующих резервуарах без демонтажа части кровли или корпуса, без применения огневых работ в резервуаре, малометаллоемки.

При сооружении резервуаров типов РВС, РВСП и РВСПК используются рулонные заготовки днища и корпуса заводского изготовления.

Горизонтальные стальные цилиндрические резервуары (тип РГС) в отличие от вертикальных изготавливают, как правило, на заводе и поставляют в готовом виде. Их объем составляет от 3 до 100 м³. На нефтеперекачивающих станциях такие резервуары используют как емкости для сбора утечек.

Железобетонные резервуары (типа ЖБР) бывают цилиндрические и прямоугольные (рис. 12.23). Первые более распространены, поскольку экономичнее, прямоугольные же резервуары более просты в изготовлении.

Железобетонные резервуары изготавливают, как правило, из предварительно напряженных железобетонных панелей, швы между которыми замоноличивают бетоном. Плиты перекрытия опираются на стены, а в ряде случаев — и на балки. Днище, в основном, изготавливается монолитным бетонным толщиной 50 см.

Цилиндрические резервуары типа ЖБР сооружают объемом от 100 до 40 000 м³. Они рассчитаны на избыточное давление 200 Па и на вакуум 100 Па.

Резервуары типа ЖБР требуют меньших металлозатрат, чем стальные. Однако в процессе их эксплуатации выявился ряд недостатков. Прежде всего, существующие конструкции перекрытия железобетонных резервуаров не обладают достаточной герметичностью и не предотвращают проникновение паров нефти (нефтепродукта) из резервуара в атмосферу. Другая проблема — борьба со всплыванием резервуаров при высоком уровне грунтовых вод. Существуют трудности с ремонтом внутреннего оборудования железобетонных резервуаров.

В силу перечисленных и ряда других причин резервуары типа ЖБР в настоящее время не сооружаются.

12.10. Оборудование резервуаров

На резервуарах устанавливаются следующие типы оборудования (рис. 12.24):

- оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефти;
- оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров;
- противопожарное оборудование;
- приборы контроля и сигнализации.

Оборудование для обеспечения надежной работы резервуаров и снижения потерь нефти

В эту группу входят: дыхательная арматура; приемо-раздаточные патрубки с хлопущкой; средства защиты от внутренней коррозии; оборудование для подогрева нефти.

Дыхательная арматура резервуаров включает дыхательные и предохранительные клапаны 14. Назначение дыхательной арматуры состоит в следующем. При заполнении резервуаров или повышении температуры в газовом пространстве давление в них возрастает. Так как резервуары рассчитаны на давление, близкое к атмосферному, их может просто разорвать. Чтобы этого не происходило, на резервуарах установлены дыхательные и предохранительные клапаны. Первые открываются, как только избыточное давление в газовом пространстве достигнет 2000 Па, предел срабатывания вторых — на 5...10% выше, они страхуют дыхательные клапаны.

Дыхательная арматура защищает резервуары и от смятия при снижении давления в них при опорожнении, либо при уменьшении температуры в газовом пространстве. Как только вакуум достигает допустимой величины открываются дыхательные клапаны, в газовое пространство резервуаров поступает атмосферный воздух. Если их пропускная способность недостаточна и вакуум продолжает увеличиваться, то открываются предохранительные клапаны.

Дыхательная арматура является также первичным средством сокращения потерь нефти от испарения. Во-первых, эта арматура находится в нормально закрытом состоянии, чем предотвращается вентиляция газового пространства резервуаров. Во-вторых, впуск свежей порции воздуха в резервуар (для насыщения которой должно испариться некоторое количество нефти), как и выпуск паровоздушной смеси из него, происходит не в момент изменения давления в газовом пространстве, а с запаздыванием, определяемым пределами срабатывания дыхательной арматуры. Тем самым объем «дыханий», а значит, и потери нефти уменьшаются.

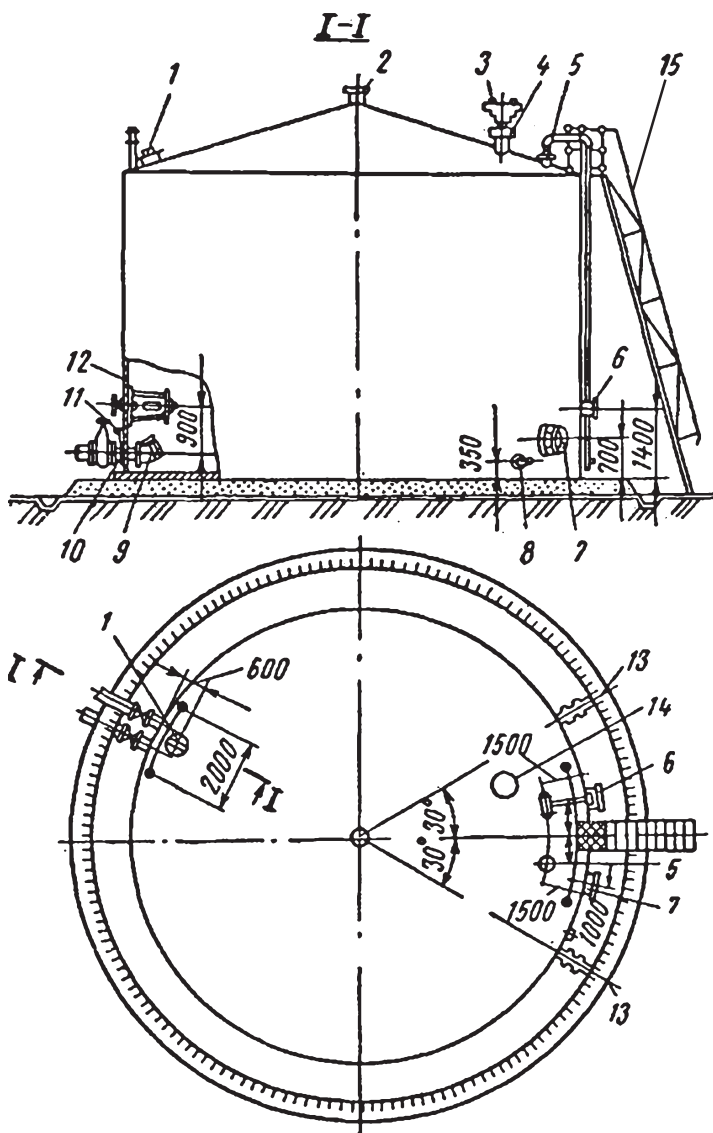


Рис. 12.24. Схема расположения оборудования на вертикальных резервуарах для маловязких нефтепродуктов:
 1—световой люк; 2—вентиляционный патрубок; 3—дыхательный клапан; 4—огневой предохранитель; 5—замерный люк; 6—прибор для замера уровня; 7—люк-лаз; 8—сифонный кран; 9—хлопушка; 10—приемо-раздаточный патрубок; 11—перепускное устройство; 12—управление хлопушкой; 13—крайнее положение приемо-раздаточных патрубков по отношению к оси лестницы; 14—предохранительный клапан; 15—лестница

Приемо-раздаточные патрубки 10 служат для приема и откачки нефти из резервуаров. Их количество зависит от производительности за- качки-выкачки. На концах приемо-раздаточных патрубков устанавлива- ют хлопушки 9, предотвращающие утечку нефти из резервуара в случае повреждения приемо-раздаточных трубопроводов и задвижек. Хлопушки на раздаточных патрубках в обязательном порядке оснащаются систе- мой управления 12, включающей трос с барабаном, управляемым сна- ружи с помощью штурвала, поскольку иначе нельзя произвести откачку. Хлопушки на приемных патрубках, как правило, открываются потоком закачиваемой нефти.

В резервуарах всегда имеется отстоявшаяся подтоварная вода. Ее на- личие приводит к внутренней коррозии днища и первого пояса резервуа- ров. Для борьбы с внутренней коррозией производят периодическое уда- ление воды через **сифонный кран 8** и монтируют **протекторы** на днище резервуара.

При транспортировке высоковязких и высокозастывающих нефтей резервуары оборудуются средствами подогрева. В основном применяют секционные подогреватели, где в качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар или горячая вода. Секции подогревателя уста- навливаются с уклоном по ходу движения теплоносителя.

Оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров

Для указанных целей использует- ся следующее оборудование: люк- лаз, люк замерный, люк световой, лестница.

Люк-лаз 7 размещается в первом поясе и служит для проникновения обслуживающего персонала внутрь резервуара. Через него в резервуар так- же доставляется оборудование, требующее монтажа (протекторы, детали понтонов и т. д.), и извлекаются донные отложения при ручной зачистке.

Люк замерный 5 служит для ручного замера уровней нефти и подто- варной воды, а также для отбора проб пробоотборником.

Люк световой 1 предназначен для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара и его проветривания при дефектоскопии, ремон- те и зачистке.

Замерный и световые люки монтируются на крыше резервуара.

Лестница 15 служит для подъема персонала на крышу резервуара. Различают лестницы следующих типов: прислонные, спиральные (иду- щие вверх по стенке резервуара) и шахтные. Лестницы имеют ширину не менее 0,7 м и наклон к горизонту не более 60°, снабжены перилами высотой не менее 1 м. У места присоединения лестницы к крыше резервуара распола- гается замерная площадка, рядом с которой размещается замерный люк.

Противопожарное оборудование Резервуары относятся к объектам повышенной пожарной опасности, поэтому они в обязательном порядке оснащаются противопожарным оборудованием: огневыми предохранителями, средствами пожаротушения и охлаждения.

В тех случаях, когда огневые предохранители не встроены в корпус клапанов, они устанавливаются между клапаном и монтажным патрубком резервуара. Принцип действия огневых предохранителей основан на том, что пламя или искра не способны проникнуть внутрь резервуара через отверстия малого сечения в условиях интенсивного теплоотвода. Конструктивно огневой предохранитель представляет собой стальной корпус с фланцами, внутри которого в кожухе помещена круглая кассета, состоящая из свитых в спираль гофрированной и плоской лент из алюминиевой фольги, образующих множество параллельных каналов малого сечения.

В случае возникновения пожара тушение горячей в резервуарах нефти производят пеной, изолирующей поверхность горючей жидкости от кислорода воздуха. Для подачи пены в резервуары используются пеносливные камеры (химическая пена) или пеногенераторы типа ГВПС (воздушно-механическая пена), монтируемые в верхнем поясе резервуаров.

В последнее время начинает внедряться способ подслоной подачи пены в очаг горения. Имеющийся опыт показывает, что эффективность пожаротушения указанным способом существенно выше по сравнению с верхней подачей пены.

Приборы контроля и сигнализации Для сигнализации и контроля за работой резервуаров применяются:

- местные и дистанционные измерители уровня нефти;
- сигнализаторы максимального оперативного и аварийного уровней нефти;
- дистанционные измерители средней температуры нефти;
- местные и дистанционные измерители температуры жидкости в районе приемо-раздаточных патрубков (при оснащении резервуаров средствами подогрева);
- сниженный пробоотборник и др.

Измерители уровня и температуры углеводородной жидкости, а также сниженные пробоотборники применяются для целей учета и контроля ее качества. Зная уровень вливания жидкости в резервуаре, по калибровочным таблицам находят ее объем. Умножая объем на среднюю плотность нефти, находят массу продукта в резервуаре. Средняя плотность находится на основе отбора средних проб и с учетом средней температу-

ры жидкости по высоте резервуара. Для измерения массы, уровня и отбора проб нефти в резервуарах применяются системы дистанционного замера уровня: «Уровень», «Утро-3», «Кор-Вол» и др., местные уровнемеры типа УДУ, сниженные пробоотборники типа ПСР.

Измерительно-вычислительная система «Кор-Вол» обеспечивает измерение уровня и средней температуры, сигнализацию оперативных уровней, вычисление количества нефти в резервуарах. Система действует по принципу следящего регулирования за перемещением поплавка на поверхности нефти. Для измерения средней температуры используется комплект термометров сопротивления, смонтированных на несущей трубе, следящей за изменением уровня жидкости при помощи поплавка.

Для местного контроля за уровнем взлива нефти в резервуарах со стационарной крышей применяются **указатели уровня** типа УДУ 6, принцип работы которых основан на определении положения поплавка, плавающего на поверхности нефти и перемещающегося вместе с ее уровнем.

Для отбора средних проб нефти из резервуаров применяются **стационарные пробоотборники** типа ПСР или типа «перфорированная труба».

Особенности оборудования резервуаров с плавающими крышами

Отличительной особенностью этих резервуаров является то, что световой и замерный люки,

дыхательные клапаны монтируются непосредственно на плавающей крыше. Необходимость в установке дыхательных клапанов возникает в связи с тем, что при опорожнении резервуара ниже высоты опорных стоек под плавающей крышей образуется газовое пространство. При последующем заполнении резервуара эта газовая «подушка», вытесняясь через зазор между стенкой и коробом, может создать перекосы плавающей крыши и вызвать ее заклинивание. Чтобы этого не происходило, выпуск газовой фазы из-под плавающей крыши производят организованно — через дыхательные клапаны.

Дополнительно на плавающей крыше монтируются водоприемник дренажной системы, катучая лестница с направляющими, патрубки для крепления опорных стоек, устройства для заземления и люк-лаз.

Дренажная система служит для отвода ливневых вод в канализацию. Сток воды к центру крыши обеспечивается за счет постоянного уклона к водоприемнику. Водоприемник приварен к плавающей крыше и снабжен запорным устройством поплавкового типа. Системой водоспуска, выполненной из шарнирно состыкованных стальных труб или гибких резиноканевых рукавов, водоспуск соединяется с дренажным патрубком, сваренным в первый пояс резервуара. Эта система является слабым звеном плавающих крыш, особенно в холодное время года.

Катучая лестница служит для спуска персонала на поверхность плавающей крыши. Верхним концом катучая лестница шарнирно опирается на переходную площадку, соединенную с шахтной лестницей, служащей для подъема на кольцевую площадку резервуара. Нижний конец лестницы, снабженный катками, при вертикальном перемещении крыши движется горизонтально по специальным направляющим (рельсам).

В центральной части плавающей крыши установлен дополнительный **люк-лаз**. Люк-лаз и световой люк располагают диаметрально противоположно.

12.11. Системы перекачки

В зависимости от того как организовано прохождение нефти через нефтеперекачивающие станции различают следующие системы перекачки (рис. 12.25):

- постанционная;
- через резервуар станции;
- с подключенными резервуарами;
- из насоса в насос.

При **постанционной** системе перекачки (рис. 12.25а) нефть принимается поочередно в один из резервуаров станции, а ее подача на следующую станцию осуществляется из другого резервуара. Это позволяет организовать учет перекачиваемой нефти на каждом перегоне между станциями и, благодаря этому своевременно выявлять и устранять возникающие утечки. Однако при этой системе перекачки значительны потери от испарения.

Система перекачки **«через резервуар станции»** (рис. 12.25б) исключает учет нефти по перегонам. Зато потери нефти от испарения меньше, чем при постанционной системе перекачки. Но все равно из-за усиленного перемешивания нефти в резервуаре ее потери от испарения очень велики.

Более совершенна система перекачки «с подключенными резервуарами» (рис. 12.25в). Резервуары здесь, как и в предыдущих системах, обеспечивают возможность перекачки на смежных перегонах с разными расходами. Но в данном случае основная масса нефти проходит, минуя резервуары, и поэтому потери от испарения меньше.

Наиболее предпочтительна с точки зрения сокращения потерь нефти система перекачки **«из насоса в насос»** (рис. 12.25г). В этом случае резервуары промежуточных станций задвижками отключаются от магистралей и используются только для приема нефти во время аварии или ре-

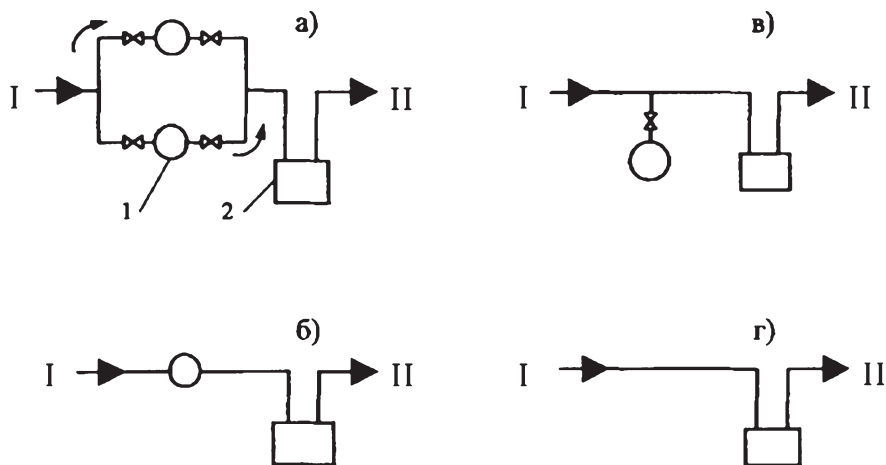


Рис. 12.25. Системы перекачки:

а) постанционная; б) через резервуары; в) с подключенными резервуарами; г) из насоса в насос; I—предыдущая НПС; II—последующая НПС; 1—резервуар; 2—насосная станция

монта. Однако при этой системе перекачки все станции должны вести перекачку с одинаковыми расходами. Это не страшно при нормальной работе всех станций. Однако выход из строя одной из станций (например, из-за нарушения электроснабжения) на трубопроводах большой протяженности вынуждает останавливать и часть других, что отрицательно сказывается на работе трубопровода и насосно-силового оборудования. Именно поэтому нефтепроводы большой протяженности, работающие по системе «из насоса в насос», делят на эксплуатационные участки, разделенные резервуарными парками.

В настоящее время система перекачки «через резервуар станции» не применяется. Постанционная система перекачки используется на коротких нефтепроводах, имеющих только одну головную нефтеперекачивающую станцию. На протяженных нефтепроводах одновременно применяются сразу несколько систем перекачки.

На рис. 12.26 показана схема прохождения нефти по эксплуатационному участку современного нефтепровода. Из нее видно, что система перекачки «из насоса в насос» применяется только на промежуточных нефтеперекачивающих станциях, расположенных внутри эксплуатационного участка (ПНС 1 и ПНС 2). На головной нефтеперекачивающей станции (ПНС) применяется постанционная система перекачки, а на станции, расположенной в конце эксплуатационного участка, — система перекачки «с подключенными резервуарами».

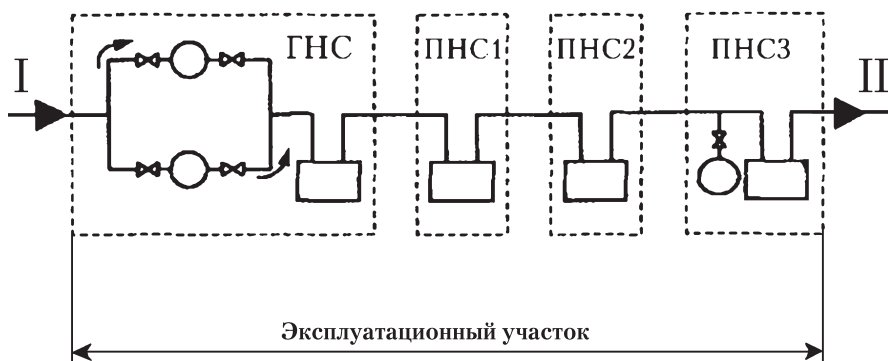


Рис. 12.26. Схема прохождения нефти по эксплуатационному участку современного нефтепровода:
 I—с промыслов; II—в следующую эксплуатационную станцию;
 ГНС—головная нефтеперекачивающая станция;
 ПНС—промежуточная нефтеперекачивающая станция

12.12. Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей

В настоящее время добываются значительные объемы нефтей, обладающих высокой вязкостью при обычных температурах или содержащие большое количество парафина и вследствие этого застывающие при высоких температурах. Перекачка таких нефтей по трубопроводам обычным способом затруднена. Поэтому для их транспортировки применяют специальные методы:

- перекачку с разбавителями;
- гидротранспорт высоковязких нефтей;
- перекачку термообработанных нефтей;
- перекачку нефтей с присадками;
- перекачку предварительно подогретых нефтей.

Перекачка с разбавителями Одним из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей является применение углеводородных разбавителей—газового конденсата и маловязких нефтей.

Использование разбавителей позволяет довольно существенно снизить вязкость и температуру застывания нефти. Это связано с тем, что, во-

первых, понижается концентрация парафина в смеси, т. к. часть его растворяется легкими фракциями разбавителя. Во-вторых, при наличии в разбавителе асфальто-смолистых веществ последние, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют образованию прочной структурной решетки.

Первые в нашей стране опыты по перекачке нефтей с разбавителем (керосиновый дистиллят) были проведены инженерами А. Н. Сахановым и А. А. Кашеевым в 1926 г. Полученные результаты были настолько впечатляющими, что были использованы при проектировании нефтепровода «Грозный—Черное море». В настоящее время перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей с разбавителями широко применяется в нашей стране и за рубежом. Например, высокопарафинистая мангышлакская нефть перекачивается в район г. Самары в подогретом состоянии, а потом смешивается с маловязкими нефтями Поволжья и закачивается в нефтепровод «Дружба».

В общем случае выбор типа разбавителя производится с учетом эффективности его воздействия на свойства высоковязкой и высокозастывающей нефти, затрат на получение разбавителя, его доставку на головные сооружения нефтепровода и на смешение.

Любопытно, что на реологические свойства нефтяной смеси оказывает влияние температура смешиваемых компонентов. Однородная смесь получается, если смешение производится при температуре на 3—5 градусов выше температуры застывания вязкого компонента. При неблагоприятных условиях смешения эффективность разбавителя в значительной степени уменьшается и может произойти даже расслоение смеси.

Гидротранспорт Гидротранспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей может осуществляться несколькими способами:

- перекачка нефти внутри водяного кольца;
- перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии «нефть в воде»;
- послонная перекачка нефти и воды.

Еще в 1906 г. И. Д. Исаак осуществил в США перекачку высоковязкой ($\nu = 25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$) калифорнийской нефти с водой по трубопроводу диаметром 76 мм на расстояние 800 м. К внутренней стенке трубы была приварена спирально свернутая проволока, обеспечивающая закрутку потока. В результате более тяжелая вода отбрасывалась непосредственно к стенке, а поток нефти двигался внутри водяного кольца, испытывая минимальное трение. Было установлено, что максимальная производительность трубопровода при постоянном перепаде давления достигалась

при соотношении расходов нефти и воды, равном 9:1. Результаты эксперимента были использованы при строительстве промышленного нефтепровода диаметром 203 мм и протяженностью 50 км. Винтовая дорожка в нем имела высоту 24 мм и шаг около 3 м.

Однако широкого распространения данный способ транспорта не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности труб. Кроме того, в результате отложения парафина нарезка засоряется и водяное кольцо у стенки не формируется, что резко ухудшает параметры перекачки.

Сущность другого способа гидротранспорта состоит в том, что высоковязкая нефть и вода смешиваются перед перекачкой в такой пропорции, чтобы образовалась эмульсия типа «нефть в воде». В этом случае капли нефти окружены водяной пленкой и поэтому контакта нефти со стенкой трубы не происходит.

Для стабилизации эмульсий и придания стенкам трубопровода гидрофильных свойств, т. е. способности удерживать на своей поверхности воду, в них добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Устойчивость эмульсии типа «нефть в воде» зависит от типа и концентрации ПАВ, температуры, режима течения потока, соотношения воды и нефти в смеси.

Уменьшение объема воды в смеси ухудшает устойчивость эмульсии. В результате экспериментов установлено, что минимально допустимое содержание воды равно 30%.

Недостатком данного способа гидротранспорта является опасность инверсии фаз, т. е. превращения эмульсии «нефть в воде» в эмульсию «вода в нефти» при изменении скорости или температуры перекачки. Такая эмульсия имеет вязкость даже большую, чем вязкость исходной нефти. Кроме того, при прохождении эмульсии через насосы она очень интенсивно перемешивается и впоследствии ее сложно разделить на нефть и воду.

Наконец, третий способ гидротранспорта — это послойная перекачка нефти и воды. В этом случае вода, как более тяжелая жидкость, занимает положение у нижней образующей трубы, а нефть — у верхней. Поверхность раздела фаз в зависимости от скорости перекачки может быть как плоской, так и криволинейной. Уменьшение гидравлического сопротивления трубопровода в этом случае происходит в связи с тем, что часть нефти контактирует не с неподвижной стенкой, а с движущейся водой. Данный способ перекачки также не может быть применен на трубопроводах с промежуточными насосными станциями, т. к. это привело бы к образованию стойких водонефтяных эмульсий.

Перекачка термообработанных нефтей

Термообработкой называется тепловая обработка высокопарафинистой нефти, предусматривающая ее нагрев до температуры, превышающей температуру плавления парафинов, и последующее охлаждение с заданной скоростью, для улучшения реологических параметров.

Первые в нашей стране опыты по термообработке нефтей были выполнены в 30-х годах. Так, термическая обработка нефти Ромашкинского месторождения позволила снизить ее вязкость более чем в 2 раза и уменьшить температуру застывания на 20 градусов.

Установлено, что улучшение реологических свойств нефтей связано с внутренними изменениями в них, происходящими в результате термообработки. В обычных условиях при естественном охлаждении парафинистых нефтей образуется кристаллическая парафиновая структура, придающая нефти свойства твердого тела. Прочность структуры оказывается тем больше, чем выше концентрация парафина в нефти и чем меньше размеры образующихся кристаллов. Осуществляя нагрев нефти до температуры, превышающей температуру плавления парафинов, мы добиваемся их полного растворения. При последующем охлаждении нефти происходит кристаллизация парафинов. На величину, число и форму кристаллов парафина в нефти оказывает влияние соотношение скорости возникновения центров кристаллизации парафина и скорости роста уже выделившихся кристаллов. Асфальто-смолистые вещества, адсорбируясь на кристаллах парафина, снижают его поверхностное натяжение. В результате процесс выделения парафина на поверхности уже существующих кристаллов становится энергетически более выгодным, чем образование новых центров кристаллизации. Это приводит к тому, что в термообработанной нефти образуются достаточно крупные кристаллы парафина. Одновременно из-за наличия на поверхности этих кристаллов адсорбированных асфальтенов и смол силы коагуляционного сцепления между ними значительно ослабляются, что препятствует образованию прочной парафиновой структуры.

Эффективность термообработки зависит от температуры подогрева, скорости охлаждения и состояния нефти (статика или динамика) в процессе охлаждения. Оптимальная температура подогрева при термообработке находится экспериментально, наилучшие условия охлаждения — в статике.

Следует иметь в виду, что реологические параметры термообработанной нефти с течением времени ухудшаются и в конце концов достигают значений, которые нефть имела до термообработки. Для озексуатской нефти это время составляет 3 суток, а для мангышлакской — 45. Так что не всегда достаточно термически обработать нефть один раз для решения

проблемы ее трубопроводного транспорта. Кроме того, капитальные вложения в пункт термообработки довольно высоки.

Перекачка нефтей с присадками Депрессорные присадки уже давно применяются для снижения температуры застывания масел. Однако для нефтей такие присадки оказались малоэффективны.

Значительно больший эффект улучшения реологических свойств достигается при применении специально полученных присадок. Для высокопарафинистых нефтей эффективным депрессатором является отечественная присадка ДН-1, являющаяся полимерным поверхностно-активным веществом. За рубежом получили распространение присадки типа «Paramins», разработанные фирмой «ЭССО Кемикл». Их добавляют к нефтям в количестве 0,02...0,15% мас. По внешнему виду они представляют собой парафинообразную массу, приобретающую подвижность лишь при 50...60 °С.

Присадки вводятся в нефть при температуре 60...70 °С, когда основная масса парафинов находится в растворенном состоянии. При последующем охлаждении молекулы присадок адсорбируются на поверхности выпадающих из нефти кристаллов парафина, мешая их росту. В результате образуется текучая суспензия кристаллов парафина в нефти.

Нефти, обработанные присадками, перекачиваются по ряду западноевропейских трубопроводов.

Перекачка предварительно подогретых нефтей Наиболее распространенным способом трубопроводного транспорта высоковязких и высокостывающих нефтей в настоящее время является их перекачка с подогревом («горячая перекачка»).

В этом случае резервуары оборудованы системой подогрева нефти до температуры, при которой возможна ее откачка подпорными насосами. Они прокачивают нефть через дополнительные подогреватели и подают на прием основных насосов. Ими нефть закачивается в магистральный трубопровод.

По мере движения в магистральном трубопроводе нефть за счет теплообмена с окружающей средой остывает. Поэтому по трассе трубопровода через каждые 25...100 км устанавливают пункты подогрева. Промежуточные насосные станции размещают в соответствии с гидравлическим расчетом, но обязательно совмещают с пунктами подогрева, чтобы облегчить их эксплуатацию. В конце концов нефть закачивается в резервуары конечного пункта, также оборудованные системой подогрева.

Перекачка нефти по «горячим» трубопроводам ведется с помощью обычных центробежных насосов. Это связано с тем, что температура перекачиваемой нефти достаточно высока, и поэтому ее вязкость невелика. При выталкивании остывшей нефти из трубопроводов используются поршневые насосы, например марки НТ-45. Для подогрева нефти используют радиантно-конвекционные печи, КПД которых достигает 77%.

В настоящее время в мире эксплуатируются более 50 «горячих» магистральных трубопроводов. Крупнейшим из них является нефтепровод Узень—Гурьев—Куйбышев.

13. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов

13.1. Развитие нефтепродуктопроводного транспорта в России

В развитии нефтепродуктопроводного транспорта России также можно выделить традиционные 5 периодов: дореволюционный, довоенный, военный, до распада СССР и современный.

Первыми нефтепродуктопроводами на территории нашей страны были первые в мире «горячие» трубопроводы для перекачки предварительно подогретых нефтяных остатков, построенные в 1879–1880 гг. по инициативе В. Г. Шухова в Баку, Москве, Туле и Нижнем Новгороде.

Традиционно нефтепереработка в России была сосредоточена в Баку. Вырабатываемый здесь керосин, в частности, по Закавказской железной дороге транспортировался в Батуми. Однако к концу 80-х годов прошлого века ее пропускная способность стала недостаточной и было принято решение о строительстве керосинопровода производительностью миллион тонн в год. Проект трубопровода был разработан под руководством профессора Петербургского технологического института Н. Л. Щукина.

Керосинопровод Баку – Батуми протяженностью 835 км и диаметром 203 мм, с 16 перекачивающими станциями строился в течение 10 лет – с 1897 по 1906 г. – и вводился в эксплуатацию поэтапно. Сначала, в 1900 г., начал действовать наиболее сложный для железнодорожных перевозок участок Михайлово – Батуми длиной 228 км – через Сурамский перевал. В 1904 г. был открыт участок керосинопровода Аг-Тагля – Михайлово, а в 1906 г. – Баку – Аг-Тагля.

Строительно-монтажные работы велись вручную. Трубы соединялись с помощью резьбовых муфт и покрывались антикоррозионной изоляцией – окрашивались свинцовым суриком на олифе, обматывались джутовой тканью и вновь окрашивались свинцовым суриком. Вдоль трассы была сооружена телефонная связь. Перекачивающие станции были

оборудованы поршневыми насосами с приводом от паровых или дизельных двигателей.

Керосинопровод Баку — Батуми был оборудован по последнему слову техники своего времени и являлся одним из крупнейших в мире. С 1927 г. он стал работать как нефтепровод.

Довоенный период В 1928—1932 гг. был построен крупный нефтепродуктопровод Армавир — Трудовая диаметром 300 мм, протяженностью 486 км, с двумя перекачивающими станциями. Впервые в мировой практике на этом строительстве была применена электродуговая сварка. В остальном техника строительства была прежней. Трубы зачищали вручную металлическими щетками и затем с помощью квачей и полотенец покрывали каменноугольным пеком и битумом. Опускали трубопровод в траншею при помощи талей, подвешенных на треногах, и ваг.

В 1932 г. этот нефтепродуктопровод был подключен к нефтепроводу Грозный — Туапсе, переведенному к этому времени на перекачку тракторного керосина. С учетом подключенного участка общая длина нефтепродуктопровода составила 880 км.

Ввод в действие нефтепродуктопровода Грозный — Армавир — Трудовая позволил значительно разгрузить Северо-Кавказскую железную дорогу от транспорта светлых нефтепродуктов и обеспечить горючим сельское хозяйство восточной части Украины и Дона.

Период Великой Отечественной войны В годы Великой Отечественной войны в нашей стране было переработано около 30 млн т нефти, 2,6 млн т нефтепродуктов было поставлено из США. Полученное горючее помогло в 1942 — начале 1943 гг. изменить ход войны в благоприятную для нашей страны сторону. А в 1944—1945 гг. — обеспечило возможность проведения мощных наступательных операций Красной Армии. Большую роль в снабжении войск горючим сыграли трубопроводы.

Немецко-фашистские войска блокировали Ленинград с осени 1941 г., перерезав все железные и шоссейные дороги. Запасы горючего на блокированной территории быстро истощались. Поэтому была организована их доставка в Ленинград летом — на баржах по Ладожскому озеру, а зимой — по льду на автомашинах. Все это делалось под постоянными налетами вражеских самолетов.

Весной 1942 г. в снабжении войск Ленинградского фронта горючим сложилось угрожающее положение: лед на «дороге жизни» подтаял и пе-

рестал выдерживать автомобили, в то же время навигация еще не была открыта. Поэтому было принято решение соединить восточный и западный берега Ладоги подводным бензопроводом.

Несмотря на чрезвычайность ситуации, строительство трубопровода велось по всем правилам. В невероятно короткий срок — 2 недели — был выполнен и утвержден проект. Параллельно был начат и к 5 мая закончен завоз труб диаметром 100 мм и с толщиной стенки 7–8 мм, предназначавшихся в мирное время для насосной эксплуатации скважин. Трубы с помощью муфт соединялись в плети, покрывались антикоррозионной битумной изоляцией и после укладки подвергались гидравлическим испытаниям с помощью керосина. 17 июня 1942 (менее чем через 50 дней после начала строительства) бензопровод вступил в эксплуатацию. Его общая длина составила 29 км, из них 21 км — по дну озера на глубине 35 м. Каждые сутки по бензопроводу, который просуществовал два с половиной года, в осажденный город поступало до 660 т горючего.

После разгрома немецко-фашистских войск под Сталинградом в 1943 г. всего за 8 месяцев был построен керосинопровод Астрахань — Саратов диаметром 250 мм и протяженностью 655 км. Поскольку «лишнего» металла в стране не было, для этого была полностью демонтирована вторая нитка нефтепровода Баку — Батуми.

В ходе Великой Отечественной войны для снабжения войск горючим применялись и сборно-разборные полевые трубопроводы.

Период до распада СССР Строительство нефтепродуктопроводов после войны началось в первой половине 50-х годов — был введен в эксплуатацию продуктопровод Уфа — Омск (первая нитка) диаметром 350 мм, протяженностью 1177 км. По нему светлые нефтепродукты с Башкирских НПЗ стали подаваться в районы Урала и Сибири.

В 1957 г. введена в эксплуатацию первая нитка нефтепродуктопровода Уфа — Новосибирск диаметром 377...529 мм, протяженностью 1869 км с 16 перекачивающими станциями, а в 1959 г. — построена вторая нитка трубопровода Уфа — Омск диаметром 530 мм и протяженностью 1083 км. Затем были введены в эксплуатацию продуктопроводы Уфа — Калтасы и Ишимбай — Уфа. В 1963 г. начата перекачка по нефтепродуктопроводу Куйбышев — Брянск диаметром 530 мм и протяженностью 748 км.

В 1976–1980 гг. продолжалось строительство мощных систем трубопроводного транспорта различных продуктов. Всего за эти годы было построено 3,5 тыс. км магистральных трубопроводов. Среди них нефтепродуктопроводы Уфа — Западное направление, Грозный — Ростов-на-Дону, продуктопровод широкой фракции легких углеводородов Тобольск —

Южный Балык, этиленопровод Нижнекамск — Казань, аммиакопровод Тольятти—Одесса, конденсатопровод Оренбург—Салават и другие.

До начала 80-х годов развитие сети нефтепродуктопроводов в нашей стране осуществлялось относительно медленно. За год сооружалось 400...800 км линейной части и в среднем 3 перекачивающие станции. Всего имелось 22 пункта налива, через которые осуществлялась перевалка моторного топлива на железнодорожный транспорт.

Начиная с 1980 г. начался новый этап в развитии нефтепродуктопроводного транспорта — интенсивное строительство разветвленной сети трубопроводов. Если в 1975 г. доля отводов в общей протяженности сети составляла 5,8%, то в 1985 г. — 10,6%, а в 1990 г. — 20,4%. Это привело к тому, что средний диаметр нефтепродуктопроводов уменьшился с 416 мм сначала до 391 мм, а затем до 359 мм. Число же нефтебаз, подключенных отводами к магистральным нефтепродуктопроводам, в этот период возросло с 64 в 1975 г. до 168 в 1985 г. и далее до 317 в 1990 г.

В период с 1981 по 1985 гг. прирост сети продуктопроводов составил 5,8 тыс. км. В их числе нефтепродуктопроводы Синеглазово—Свердловск, Новки — Рязань — Тула — Орел, Никольское — Воронеж, Воронеж — Белгород, Травники — Кустанай — Аманкарагай, Пенза — Саранск и другие.

Указанные особенности развития сети отечественных нефтепродуктопроводов существенно изменили ее структуру. Действующая широтная магистральная нефтепродуктопроводная система, проходящая от Уфы на восток до Новосибирска и на запад до Вентспилса, Бреста и Ужгорода, оставаясь основным каркасом сети, пополнилась целым рядом линий меридионального направления. Это позволило создать в отдельных районах закольцованные системы нефтепродуктопроводов, повысив надежность нефтепродуктообеспечения.

Сведения о динамике изменения протяженности нефтепродуктопроводов в послевоенный период приведены в табл. 13.1.

Таблица 13.1 — Динамика изменения протяженности нефтепродуктопроводов в послевоенные годы

Год	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985
Протяженность МНПП, тыс. км	1,5	3,1	4,3	6,5	7,6	9,0	10,3	16,4

Современный период Эксплуатацию сети нефтепродуктопроводов России (рис. 13.1) в настоящее время осуществляет акционерная компания «Транснефтепродукт», учрежденная Постановлением Правительства Российской Федерации № 871 от 30.08.1993 г.

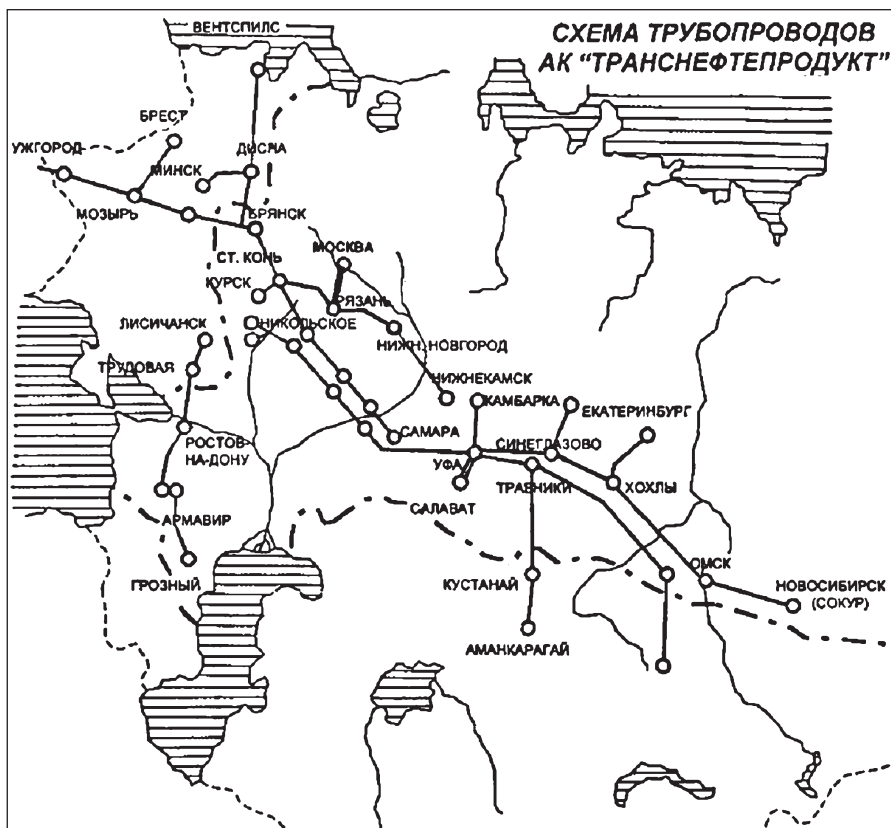


Рис. 13.1. Схема трубопроводов АК «Транснефтепродукт»

В состав компании входит 8 производственных предприятий:

- Мостранснефтепродукт (г. Москва);
- Петербургтранснефтепродукт (г. С.-Петербург);
- Рязаньтранснефтепродукт (г. Рязань);
- Северо-Кавказский Транснефтепродукт (г. Армавир);
- Сибтранснефтепродукт (г. Омск);
- Средне-Волжский Транснефтепродукт (г. Казань);
- Уралтранснефтепродукт (г. Уфа);
- Юго-Запад Транснефтепродукт (г. Самара);

а также институт «Нефтепродуктпроект» (г. Волгоград), предприятие «Подводспецтранснефтепродукт» и предприятие производственной связи «Телекомнефтепродукт».

Основными видами деятельности Компании являются:

- координация и управление транспортировкой нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- поставка нефтепродуктов потребителям, подключенным к МНПП (в том числе на экспорт);
- координация деятельности предприятий трубопроводного транспорта нефтепродуктов с целью уменьшения транспортных расходов;
- формирование единой стратегии в области инвестиций с целью технического перевооружения и развития производственной и социальной инфраструктуры МНПП России.

На 1 января 2003 года протяженность системы нефтепродуктопроводов АК «Транснефтепродукт» составляла 20,02 тыс. км, в том числе: магистральных нефтепродуктопроводов — 14,96 тыс. км, отводов — 5,06 тыс. км. К системе нефтепродуктопроводов подключены Омский, четыре Башкирских, три Самарских, Нижнекамский, Нижегородский, Рязанский, Московский, Киришский, Мозырьский и Полоцкий НПЗ, 11 пунктов налива нефтепродуктов в железнодорожные и 53 пункта налива в автомобильные цистерны, около 250 нефтебаз, расположенных как на территории России, так и в странах ближнего зарубежья (Украина, Беларусь, Латвия, Казахстан).

Более 100 перекачивающих и наливных станций, оборудованных системами автоматики и телемеханики, резервуарными парками общей вместимостью 4,8 млн м³, обеспечивают надежное перемещение нефтепродуктов по всей системе МНПП и доставку их практически во все регионы России, а также в страны ближнего и дальнего зарубежья.

На деятельность Компании влияет общая неблагоприятная обстановка в стране (продолжающийся спад производства и потребления нефтепродуктов, снижение платежеспособного спроса), а также жесткая конкуренция на рынке транспортных услуг, увеличение степени распыленности грузопотоков и несовпадение их с направлениями действующих нефтепродуктопроводов. Тем не менее, общий объем транспорта нефтепродуктов в 2003 г. составил 26,9 млн т, в том числе на экспорт — 16,7 млн т.

Перспективы развития нефтепродуктопроводного транспорта России связаны со строительством трубопроводов Сызрань — Саратов — Волгоград — Новороссийск (проект «Юг»), и Кстово — Ярославль — Кириши — Приморск (проект «Север»).

Вновь создаваемый магистральный нефтепродуктопровод Сызрань — Саратов — Волгоград — Новороссийск протяженностью около 1500 км будет оказывать услуги по транспортировке нефтепродуктов на экспорт в количестве до 10 млн т/год и на внутренний рынок — до 2,3 млн т/год.

Реализация проекта «Север» должна обеспечить поставки нефтепродуктов на экспорт, минуя территорию сопредельных государств. Нефтепродуктопровод Кстово—Ярославль—Кириши—Приморск протяженностью около 1200 км будет иметь производительность: первая очередь—10 млн т/год, а после полного развития—24 млн т/год.

В целом итогом полной реализации проектов «Юг» и «Север» станет увеличение общей протяженности трубопроводов АК «Транснефтепродукт» к 2010 г. до 22,1 тыс. км, подключение к ней еще трех НПЗ (Волгоградского, Саратовского, Ярославского) и увеличение объема транспортируемых нефтепродуктов до 36,3 млн т/год.

Распределение объемов транспортировки нефтепродуктов между производственными предприятиями таково (%): Юго-Запад Транснефтепродукт—38, Уралтранснефтепродукт—23, Рязаньтранснефтепродукт—14, Мостранснефтепродукт—13, Сибтранснефтепродукт—9, Петербургтранснефтепродукт и Средне-Волжский Транснефтепродукт—менее 2. Как видно, 50% объемов перекачки выполняют предприятия Юго-Запад Транснефтепродукт и Уралтранснефтепродукт.

13.2. Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта

По нефтепродуктопроводам перекачивают следующие светлые нефтепродукты: автомобильные бензины, дизельные топлива, керосин, топливо для реактивных двигателей, топливо печное бытовое.

Плотность светлых нефтепродуктов при 20 °С находится в пределах 725...860 кг/м³ (табл. 13.2). С увеличением температуры она уменьшается.

Вязкость светлых нефтепродуктов при 20 °С до 8 раз может превосходить вязкость воды. Она уменьшается при увеличении температуры.

Испаряемость нефтепродуктов находится в прямо пропорциональной зависимости от их давления насыщенных паров, под которым понижают давление, создаваемое парами нефтепродукта в газовой фазе, соответствующее моменту прекращения испарения.

Наибольшей испаряемостью обладают бензины. В результате их потери от испарения в одинаковых условиях больше, чем нефтей. Дизельные топлива, керосины, топливо печное бытовое относятся к малоиспаряющимся жидкостям. Это учитывают при выборе оборудования резервуаров. С целью уменьшения потерь нефтепродуктов резервуары с дизельным топливом, керосином, топливом печным бытовым достаточно оснастить дыхательной арматурой, а резервуары с бензином должны быть оборудованы понтонами или плавающими крышами.

Таблица 13.2 — Основные физические свойства нефтепродуктов, перекачиваемых по трубопроводам

Нефтепродукт	Свойства при 293 К		Давление насыщенных паров, кПа (не более)
	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мм ² /с	
Бензин А-72			
летний	733	менее 1	66,7
зимний	725	менее 1	66,7...93,3
Бензин А-76 летний	784	менее 1	66,7
Бензин АИ-93 летний	755	менее 1	66,7
Дизтопливо			
летнее	860	3,0...6,0	1,3
зимнее	840	1,8...5,0	1,3
Дизтопливо экспортное			
летнее	845	3,0...6,0	1,3
зимнее	845	2,7...6,0	1,3
Топливо для реактивных двигателей			
Т-1	800	1,5...5,0	8
ТС-1	775	1,0...4,0	8
Топливо печное бытовое	870	6,0...8,0	5

13.3. Краткая характеристика нефтепродуктопроводов

Нефтепродуктопроводом (НПП) называется трубопровод, предназначенный для перекачки нефтепродуктов.

До 1970 г. нефтепродуктопроводы строились для транзитной перекачки нефтепродуктов из одного пункта в другой. С 1970 г. для обеспечения все возрастающего числа потребителей от нефтепродуктопроводов стали строить отводы к попутным нефтебазам. А с 1980 г. началось строительство разветвленных нефтепродуктопроводов.

Современные нефтепродуктопроводы представляют собой сложную разветвленную систему (рис. 13.2), которая в общем случае состоит из магистральной части, подводящих и распределительных трубопроводов, сложных и простых отводов, головной и промежуточных перекачивающих станций (ПС), наливных и конечных пунктов.

Подводящие трубопроводы соединяют нефтеперерабатывающие заводы с головной ПС разветвленного нефтепродуктопровода (РНПП).

Головная перекачивающая станция (ГПС) — это комплекс сооружений, оборудования и устройств в начальной точке разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающих прием, накопление, учет и закачку нефтепродуктов в трубопровод.

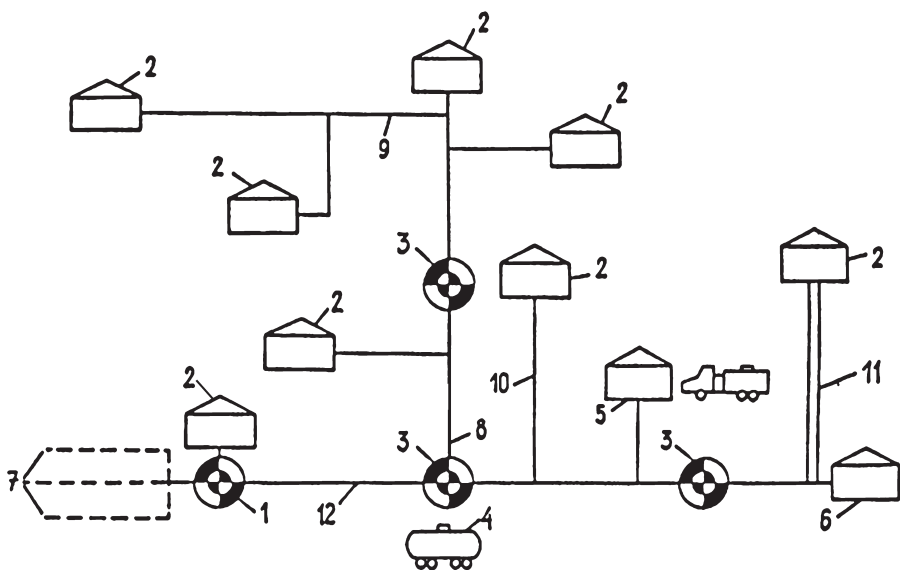


Рис. 13.2. Схема разветвленного нефтепродуктопровода:
 1—головная перекачивающая станция; 2—нефтебаза; 3—промежуточная перекачивающая станция; 4—промежуточный железнодорожный наливной пункт; 5—автоналивной пункт; 6—конечный пункт; 7—подводящие трубопроводы; 8—распределительный трубопровод; 9—сложный отвод; 10—отвод однотрубный; 11—отвод двухтрубный; 12—магистральная часть

Промежуточная перекачивающая станция (ППС)—это комплекс сооружений, оборудования и устройств, расположенных в промежуточной точке РНПП и обеспечивающий дальнейшую перекачку нефтепродуктов.

Наливные и конечные пункты являются пунктами сдачи нефтепродуктов. Различают пункты налива железнодорожных и автомобильных цистерн. Роль конечных пунктов выполняют нефтебазы.

Магистральная часть НПП—это часть разветвленного нефтепродуктопровода, имеющая ППС, в резервуары которой нефтепродукты поступают, как правило, по подводящим трубопроводам непосредственно с НПЗ. Магистральная часть отличается тем, что:

- 1) имеет в начале резервуарный парк, рассчитанный на полную пропускную способность РНПП;
- 2) работает более продолжительное время, чем другие элементы линейной части РНПП;
- 3) к ней подключены распределительные трубопроводы и отводы.

Распределительные трубопроводы предназначены для поставки нефтепродуктов от магистрали к нефтебазам или наливным пунктам.

В начале их предусматривается соответствующая резервуарная емкость и собственная головная перекачивающая станция. На распределительном трубопроводе большой протяженности может быть несколько перекачивающих станций.

Отводом называют часть разветвленного нефтепродуктопровода, предназначенную для подачи нефтепродуктов непосредственно потребителям. На отводе перекачивающая станция отсутствует, а в его начале резервуарная емкость не предусматривается. Для отвода характерны периодичность работы и относительно небольшая протяженность.

По количеству труб различают однетрубный и многотрубный отводы, а **по конфигурации** — сложный и простой отводы.

Однетрубный отвод — это отвод, состоящий из одного трубопровода.

Многотрубный отвод состоит из двух и более параллельных трубопроводов.

Сложный отвод в отличие от **простого** имеет разветвленную структуру.

Состав сооружений линейной части нефтепродуктопроводов, их классификация по диаметру и категории отдельных участков такие же, как у нефтепроводов.

На перекачивающих станциях НПП также устанавливаются основные и подпорные центробежные насосы. Из основных насосов типа НМ на нефтепродуктопроводах наибольшее распространение получили насосы НМ 360-460, НМ 500-300, НМ 1250-260. Кроме того, находятся в эксплуатации многоступенчатые насосы НПС 200-700, консольные насосы НК 560/300, а также насосы прошлых лет выпуска: 10Н8×4, 14Н12×2. Подпорные насосы представлены типами 8НД_вН, 12НД_сН, 14НД_сН. Основные характеристики применяемых насосов представлены в табл. 13.3.

В качестве привода насосов используются синхронные и асинхронные электродвигатели в обычном и взрывобезопасном исполнении.

Таблица 13.3 — **Техническая характеристика насосных агрегатов нефтепродуктопроводов**

Марка	Насосы				Электродвигатели	
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м	КПД, %	Марка	Мощность, кВт
14Н12×2	1100	370	36	75	СТД-1250/2 АЗП-1600/2	1250
10Н8×4	500	740	—	73	АЗП-1600/2	1600
НК 560/300	560	300	5	75	СТД-1250/2	1600
НПС 200-700	200	700	5	65	4 АЗНП-630/6000	630
8НД _в Н	600	35	5,5	79	МА-36-51/6	100
14НД _с Н	1260	37	5	87	МА-35-61/6	160

13.4. Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов

Первые нефтепродуктопроводы были узкоспециализированными, т. е. служили для перекачки какого-то одного нефтепродукта (керосинопровод, бензопровод и т. д.). Поскольку объемы перекачки каждого отдельного нефтепродукта были невелики, то и диаметры нефтепродуктопроводов были относительно малы.

С развитием трубопроводного транспорта стало ясно, что строить трубопроводы большего диаметра значительно целесообразнее — в этом случае металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы, отнесенные к 1 тонне перекачиваемого нефтепродукта, меньше. Однако где взять соответствующее повышенному диаметру количество нефтепродукта?

Выход был найден в организации перекачки по одному трубопроводу сразу нескольких жидкостей в виде следующих друг за другом партий. В 1929 г. в США были проведены опыты по перекачке бутана и трех сортов бензина по трубопроводу длиной 1290 км и диаметром 200 мм. В начале 30-х годов на нефтепродуктопроводе Баку — Батуми инженер А. А. Кашеев организовал последовательную перекачку прямым контактированием взаиморастворимых керосина и газойля. Однако следует отметить, что еще в 1927 г. в нашей стране по трубопроводу Грозный — Махачкала последовательно с нефтью перекачивалась вода, необходимая для охлаждения дизельных двигателей на насосных станциях. В ходе этой перекачки было установлено, что при соблюдении некоторых условий (скорость потока не менее 1 м/с, безостановочная работа трубопровода) объем образующейся смеси невелик.

Создателем научных основ последовательной перекачки является профессор Яблонский В. С. Он первым в мире уловил потребность в разработке нового способа транспорта нефтепродуктов, разработал его теоретически, обосновал экономически и довел до практической реализации.

В 1943 г. технология последовательной перекачки была узаконена: Главнефтебывт при Совете Министров СССР принял решение о практическом осуществлении последовательной перекачки светлых нефтепродуктов. А в 1944 г. данная технология была введена на магистральном трубопроводе Астрахань — Саратов. Опыт его эксплуатации подтвердил, что при турбулентном режиме перекачки объем образующейся смеси невелик.

В чем же сущность технологии последовательной перекачки?

Метод последовательной перекачки заключается в том, что различные по свойствам нефтепродукты отдельными партиями определенных объемов перекачиваются друг за другом по одному трубопроводу.

Периодически повторяющаяся очередность следования нефтепродуктов в трубопроводе называется **циклом** последовательной перекачки. Пример формирования циклов показан на рис 13.3.

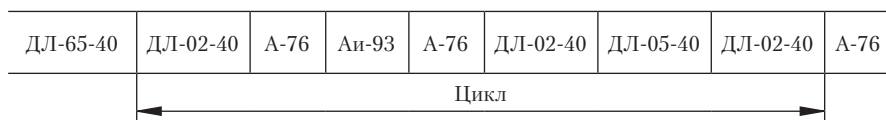


Рис. 13.3. Пример формирования циклов

Последовательность партий нефтепродуктов в цикле формируется с учетом их состава, свойств и качества. Рекомендуется следующая последовательность нефтепродуктов в цикле:

- 1) дизельное топливо летнее;
- 2) дизельное топливо экспортное;
- 3) дизельное топливо летнее;
- 4) топливо для реактивных двигателей;
- 5) дизельное топливо зимнее;
- 6) дизельное топливо летнее;
- 7) керосин или топливо печное бытовое;
- 8) дизельное топливо летнее;
- 9) автобензин А-92;
- 10) автобензин А-76;
- 11) автобензин А-93;
- 12) автобензин А-76;
- 13) автобензин А-72.

Далее цикл повторяется. При меньшей номенклатуре нефтепродуктов в цикле следует придерживаться рекомендуемых пар контактирующих жидкостей.

В период закачки в нефтепродуктопровод очередной партии какого-либо продукта другие нефтепродукты, поступающие с НПЗ, принимаются в резервуары головной перекачивающей станции.

Особенностью последовательной перекачки является образование некоторого количества смеси в зоне контакта двух следующих друг за другом нефтепродуктов. Причиной смесеобразования является неравномерность осредненных местных скоростей по сечению трубопровода. Кроме того, некоторое количество смеси образуется при переключении задвижек на головной перекачивающей станции в период смены нефтепродукта.

Для уменьшения объема смеси в отдельных случаях в зону контакта нефтепродуктов вводят специальные устройства — разделители (дисковые, манжетные, шаровые и др.). Их конструкция показана на рис. 13.4.

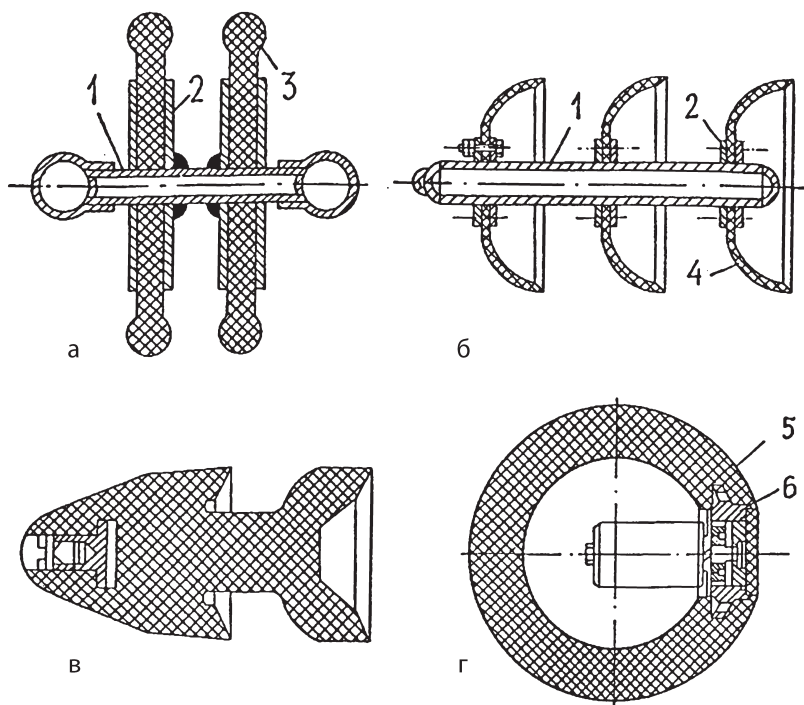


Рис. 13.4. Разделители, применяемые при последовательной перекачке:
 а) дисковый; б) манжетный; в) литой манжетный; г) шаровой;
 1—штанга; 2—металлический диск; 3—диск из упругого материала;
 4—манжета; 5—толстостенная оболочка; 6—обратный клапан

Кроме того, на конечном пункте нефтепродуктопровода предусматриваются мероприятия по исправлению и реализации получающейся смеси нефтепродуктов.

Успешное осуществление технологии последовательной перекачки невозможно без четкого контроля за продвижением смеси. Методы и приборы контроля последовательной перекачки основаны на различии свойств перекачиваемых жидкостей. Контроль осуществляют по изменению плотности, вязкости, диэлектрической постоянной, скорости распространения ультразвука и др. В отдельных случаях в зону контакта нефтепродуктов вводят вещество-индикатор, которое распределяется по длине зоны смеси в соответствии с изменением концентрации. В качестве таких индикаторов могут применяться радиоактивные изотопы (кобальта, сурьмы, йода, бария), флуоресцентные красители и др.

14. Хранение и распределение нефтепродуктов

14.1. Краткая история развития нефтебаз

Первые склады нефти — прообразы современных нефтебаз — появились в России в XVII веке. Нефть хранилась в земляных ямах-амбарах глубиной 4...5 м, устроенных в глинистых грунтах, или в подземных каменных резервуарах, зацементированных особым цементом и перекрытых каменными сводчатыми крышами. Такой способ хранения применялся до второй половины XIX века. Емкость каменных резервуаров достигала 50 000 м³. Строились они в основном в районе бакинских нефтепромыслов.

С началом перевозок нефти и нефтепродуктов речным, морским и железнодорожным транспортом сеть нефтебаз в России значительно расширилась. Основным направлением транспорта нефтегрузов была водная магистраль Каспийское море — Волга с притоками Камой и Окой — Марининская система — Нева. На этом пути и расположились старейшие нефтебазы нашей страны: Махачкалинская, Астраханская, Симоновская (Москва), Сормовская и другие.

О том, что они собой представляли, можно судить по Симоновской нефтебазе. Она была построена «Товариществом братьев Нобель» в 1895 г. на берегу Москвы-реки неподалеку (вниз по течению) от Кремля на землях станции Москва — Симоново.

Завоз нефтепродуктов на нефтебазу в летнее время осуществлялся с помощью барж, а в зимний период — по железной дороге в цистернах с самотечным сливом. На разгрузку барж и цистерн тратилось довольно много времени.

Нефтепродукты, поступавшие на Симоновскую нефтебазу, расфасовывались в бочки и бидоны и по железной дороге и гужевым транспортом направлялись потребителям для бытовых нужд (керосин) и отопления (мазут, печное топливо и т. п.). Ежедневно жителям Москвы продавалось до 40 пудов осветительного керосина.

Необходимо отметить, что на территории России до начала 80-х годов прошлого века были в ходу американские дубовые бочки, в которых из-за океана завозился произведенный там керосин. Однако в 1881 г. «Товариществом братьев Нобель» в Царицыне (ныне Волгоград) была выстроена механическая бондарка, выпускавшая восьмипудовые бочки. В последующие годы аналогичные производства были организованы в Ярославле, Рыбинске, Саратове, Уфе и других городах. Создание в России собственной материально-технической базы по производству и ремонту деревянной и металлической тары различной вместимости позволило нефтелавкам, нефтескладам и нефтебазам более полно удовлетворять запросы потребителей по ассортименту, количеству, качеству и срокам доставки заказанных нефтепродуктов.

На территории Симоновской нефтебазы существовало собственное бондарно-тарное производство. Кроме того, имелся большой конный парк для доставки гужевым транспортом керосина в частные нефтелавки, а других нефтепродуктов — различным предприятиям.

Большая часть из 10 резервуаров общей емкостью 50 тыс. м³ использовалась для хранения топочного мазута и керосина, в остальных хранились печное топливо и масла. Для перекачки нефтепродуктов использовались паровые насосы типов «Блек» и «Вартингтон».

Всего на внутреннем рынке России в 1913 г. было реализовано 5914 тыс. т нефтепродуктов, в том числе: автобензина и лигроина — 36, керосина осветительного — 821, смазочных масел — 147, нефтетоплив (мазут, печное топливо и др.) — 4820, прочих — 90.

Первые нефтебазы строились стихийно, без плана, эксплуатировали их нерационально, без учета требований науки и техники.

В период гражданской войны нефтебазовое хозяйство было в значительной степени уничтожено, расхищено и находилось в состоянии полного развала: из 1452 мелких нефтебаз эксплуатировалась только 91.

Восстановление и реорганизация нефтебазового хозяйства после национализации нефтяной промышленности в России (1918 г.) производилась укрупнением нефтебаз там, где ранее их имелось несколько; заменой устаревшего оборудования; строительством новых нефтебаз в соответствии с быстро растущими потребностями народного хозяйства.

Предпосылками стремительного увеличения количества нефтебаз и емкости установленных на них резервуаров стали механизация сельского хозяйства, ввод в действие все новых автомобильных заводов, развитие армии, авиации и флота.

Развитие нефтебаз сопровождалось совершенствованием применяемого на них оборудования. Особенно наглядно это можно проследить на примере резервуаров.

Необходимость в них возникла сразу с началом промышленной добычи нефти. В первое время для хранения нефти использовали обычные **деревянные бочки** – barrel (англ.). Память об этом сохранилась в англо-американской системе единиц измерения: баррелем называют объем, равный 159 литрам.

Когда бочек не хватало, в земле копали ямы, которые первоначально использовали как временные резервуары. Затем **земляные резервуары** (ямы, амбары) стали применяться как самостоятельное средство хранения. По своему устройству они представляли котлованы (чаще всего прямоугольной формы), окруженные защитным земляным валом (обвалованием), препятствующим растеканию хранимой жидкости. Внутри весь земляной амбар (яму) облицовывали жирной глиной с целью ухудшения проницаемости стенок и дна. Емкость подобных амбаров достигала 160 тыс. м³ и более.

Однако в процессе эксплуатации земляных резервуаров стало ясно, что они пригодны для хранения только низкоиспаряющихся жидкостей: мазутов, гудронов и т. п. В настоящее время от применения земляных амбаров и ям отказались по экологическим соображениям.

Следует однако отметить, что земляные резервуары не канули в Лету. При ликвидации аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах их используют для временного хранения нефти и нефтепродуктов, вытекающих из участков трубопровода, являющихся нисходящими к месту его разгерметизации.

Появление **каменных резервуаров** позволило повысить устойчивость стенок емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов. Они выполнялись из местного камня, кирпича или искусственных блоков, малопроницаемых для хранимой жидкости. Низкая проницаемость раствора для кладки обеспечивалась правильным подбором цемента, гранулометрического состава песка, а также с помощью специальных добавок. Для обеспечения полной непроницаемости внутренние поверхности каменных резервуаров изолировались различными покрытиями.

Каменные резервуары даже при наличии перекрытий были источниками значительных потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. В водонасыщенных грунтах в зимнее время стенки таких резервуаров разрушались вследствие расширения промерзающего грунта. Поэтому каменные стены стали усиливать железобетонными поясами.

Логическим продолжением этой тенденции стало появление **железобетонных резервуаров**. Первые из них были сооружены в 1912 г. на Биби-Эйбатских нефтепромыслах в районе Баку. Они имели объем 100 м³. В 30-х годах здесь строились железобетонные резервуары объемом до 1000 м³, а в Москве был построен резервуар объемом 7000 м³.

Резервуары данного типа сооружались прямоугольной и цилиндрической формы. Они снабжались плоскими или куполообразными кровлями.

Практика показала, что железобетонные резервуары целесообразно применять для хранения только темных нефтепродуктов и высоковязких нефтей, т. к. их кровля проницаема для паров углеводородных жидкостей. В настоящее время такие резервуары не строят. А в тех, которые продолжают эксплуатироваться, производятся работы по монтажу внутренней облицовки из тонколистового металла.

В 1864 г. в США был смонтирован первый большой **металлический резервуар** объемом 1270 м³. В России первый резервуар из металла был построен в 1878 г. по проекту выдающегося инженера В. Г. Шухова. В отличие от американского прямоугольного он был цилиндрическим и, следовательно, менее металлоемким.

Листы металла соединялись между собой с помощью заклепок, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга. Понятно, что такая технология строительства резервуаров была очень трудоемкой. Тем не менее из-за несовершенства сварочной техники она применялась в нашей стране до начала 50-х годов. Значительное количество клепаных резервуаров эксплуатируется и в настоящее время.

Первый в СССР государственный стандарт (ГОСТ) на сварные резервуары появился в 1937 г. Он устанавливал основные требования на параметры резервуаров объемом 11,6 и 22,2 м³. Во время Великой Отечественной войны — в 1944 г. — в связи с совершенствованием сварочной техники был введен ГОСТ на сварные резервуары объемом до 4600 м³. К 1951 г. максимальный объем стальных сварных резервуаров достиг 10 500 м³.

В последующем резервуары стали сооружать только с помощью сварки. Их максимальный объем достиг 50 000 м³.

Стремительный рост добычи нефти, вызванный открытием новых месторождений в Западной Сибири, привел к увеличению объема производства нефтепродуктов и, как следствие, дал мощный импульс развитию системы нефтепродуктообеспечения. В этот период она была объединена в Государственный комитет — Госкомнефтепродукт РСФСР. В конце 70 — начале 80-х годов эта отрасль включала в себя 52 территориальных управления, в состав которых входили 1224 нефтебазы, 496 филиалов нефтебаз, 9893 стационарных и передвижных автозаправочных станций. Суммарная емкость вертикальных и горизонтальных резервуаров составляла более 28 млн м³, а потребительский грузооборот отрасли — около 320 млн т.

Из общего количества нефтебаз 5,7% составляли перевалочные, 76,4 — железнодорожные, 14,2 — водные и 3,9 — глубинные распределительные нефтебазы.

С начала 90-х годов система нефтепродуктообеспечения стала быстро видоизменяться. За очень короткий период времени государствен-

ный комитет Госкомнефтепродукт РСФСР был реорганизован в концерн «Роснефтепродукт», который, в свою очередь, вместе с другими государственными структурами был преобразован в «Главнефтепродукт» — подразделение государственного предприятия «Роснефть».

В последующем в стране по примеру западных были созданы вертикально интегрированные нефтяные компании ЛУКОЙЛ, ЮКОС, Сургутнефтегаз, СИДАНКО, ОНАКО, Восточная нефтяная компания и другие. Данные компании контролируют добычу нефти, ее переработку и распределение нефтепродуктов. В табл. 14.1 приведена информация об объединениях нефтепродуктообеспечения, вошедших в различные нефтяные компании, а также о количестве нефтебаз, АЗС и суммарной резервуарной емкости на 1996 г. Видно, что наибольшее число нефтебаз (212) входит в состав НК «Роснефть». Далее в порядке убывания следуют Тюменская нефтяная компания (192), ЮКОС (172), СИДАНКО (168), ЛУКОЙЛ (122) и другие. По количеству АЗС также лидирует ГП «Роснефть» — 1916. За ним следуют СИДАНКО (1190), ЮКОС (940), ЛУКОЙЛ (898) и т. д.

В настоящее время в связи с падением добычи нефти и соответственного снижения производства нефтепродуктов количество нефтебаз сократилось. Одновременно все нефтяные компании ведут активное строительство автозаправочных станций.

Таблица 14.1 — Система нефтепродуктообеспечения Российской Федерации (на 1996 г.)

Акционерная нефтяная компания	№	Наименование объединения (предприятия)	Кол-во нефтебаз, шт	Резервуарн. емкость, тыс. м ³	Кол-во АЗС, шт
Роснефть	1	Алтайское	40	430	252
	2	Архангельское	10	246	71
	3	Дагестанское	13	607	195
	4	Екатеринбургское	17	181	262
	5	Кабардино-Балкарское	7	33	65
	6	Калмыцкое	2	31	32
	7	Карачаево-Черкесское	2	20,1	38
	8	Кемеровское	16	192	96
	9	Краснодарская н/б	1	15	
	10	Краснодарское	32	276	324
	11	Курганское	16	234	85
	12	Мордовское	10	92	65
	13	Мурманск	7	283	70
	14	Находкинское	1	274	
	15	Североосетинское	4	46	54
	16	Смоленское	18	188	132

Продолжение таблицы 14.1

Акционерная нефтяная компания	№	Наименование объеди- нения (предприятия)	Кол-во нефтебаз, шт	Резервуарн. емкость, тыс. м ³	Кол-во АЗС, шт
Роснефть	17	Ставропольское	15	207	175
	18	Туапсинская н/б	1	215	
	19	Ямалнефтепродукт			
		Итого	212	3570	1916
ЛУКОЙЛ	1	Адыгейское	2	11	20
	2	Астраханское	11	862	105
	3	Волгоградское	29	745	209
	4	Вологодское	15	229	89
	5	Кировское	25	255	136
	6	Пермское	24	384	168
	7	Челябинское	16	265	171
	Итого	122	2751	898	
Сургутнефтегаз	1	Калининградское	6	97	60
	2	Карельское	6	46	39
	3	Красный нефтяник	1	42	
	4	Новгородское	11	102	74
	5	Псковское	14	133	72
	6	Ручьи	1	72	
	7	С.-Петербургское	14	99	91
	8	Тверское	30	298	114
	Итого	83	889	450	
ЮКОС	1	Белгород	21	271	209
	2	Брянское	21	172	87
	3	Воронежское	32	423	199
	4	Липецкое	18	198	114
	5	Орловское	14	166	74
	6	Пензенское	15	142	113
	7	Самарское	17	293	188
	8	Тамбовское	20	158	95
	9	Ульяновское	14	153	70
	Итого	172	1976	940	
СИДАНКО	1	Амурское	17	321	94
	2	Бамнефтепродукт	1	60	
	3	Бурятское	8	133	69
	4	Иркутское	18	810	167
	5	Камчатское	2	902	20
	6	Магаданское	9	282	56
	7	Приморское	9	202	107
	8	Ростовское	39	388	290
	9	Саратовское	37	785	210

Продолжение таблицы 14.1

Акционерная нефтяная компания	№	Наименование объединения (предприятия)	Кол-во нефтебаз, шт	Резервуарн. емкость, тыс. м ³	Кол-во АЗС, шт
СИДАНКО	10	Сахалинское	4	98	31
	11	Хабаровское	11	246	11
	12	Читинское	10	182	126
	13	Чукотское	3	174	9
		Итого	168	3771	1190
Восточная	1	Красноярское	34	612	206
	2	Новосибирское	23	487	159
	3	Томское	18	327	82
	4	Тувинское	5	50	49
	5	Хакаское	4	72	37
		Итого	84	1548	533
ОНАКО	1	Оренбургское	24	22	162
		Итого	24	22	162
Тюменская	1	Калужское	12	96	72
	2	Курское	24	213	111
	3	Рязанское	15	124	62
	4	Тульское	16	147	64
	5	Тюменское	27	897	137
		Итого	192	1477	446
НОРСИ-ойл	1	Владимирское	16	160	85
	2	Марийское	4	72	52
	3	Нижегородское	31	594	172
	4	Удмуртское	11	378	95
	5	Чувашское	7	143	69
		Итого	69	1347	473
Славнефть	1	Ивановское	8	145	74
	2	Костромское	16	145	74
	3	Ярославское	11	447	83
		Итого	35	737	231
Татнефтехиминвест-холдинг	1	Татнефтепродукт	20	625	211
		Итого	20	625	211
Башнефтехим	1	Башкирское	31	598	331
		Итого	31	598	331
Коми ТЭК	1	Коми	8	166	87
		Итого	8	166	87

14.2. Классификация нефтебаз

Нефтебазами называются предприятия, состоящие из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов потребителям.

Основное назначение нефтебаз — обеспечить бесперебойное снабжение промышленности, транспорта, сельского хозяйства и других потребителей нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте; сохранение качества нефтепродуктов и сокращение до минимума их потерь при приеме, хранении и отпуске потребителям.

К основным показателям, характеризующим деятельность нефтебаз, относятся их грузооборот по нефтепродуктам и вместимость резервуарного парка. **По годовому грузообороту** (тыс. т/год) нефтебазы делятся на 5 классов:

- I более 500;
- II 100...500;
- III 50...100;
- IV 20...50;
- V до 20 включительно.

Нефтебазы представляют большую опасность в пожарном отношении. Наиболее пожароопасными объектами являются резервуары. Поэтому за критерий пожароопасности нефтебаз принят суммарный объем резервуарного парка. Его величина положена в основу деления нефтебаз на категории в зависимости от общего **объема резервуарного парка** (м³):

- I свыше 100 000;
- II 20 000...100 000;
- III а 10 000...20 000;
- III б 2 000...10 000;
- III в до 2 000 м³ включительно.

В зависимости от категории нефтебаз строительными нормами и правилами устанавливаются минимально допустимые (с точки зрения пожарной безопасности) расстояния до соседних объектов, например, расстояние от нефтебаз I категории до жилых и общественных зданий должно быть не менее 200 м, а от нефтебаз II и III категории — не менее 100 м.

По принципу оперативной деятельности нефтебазы делятся на перевалочные, распределительные и перевалочно-распределительные.

Перевалочные нефтебазы предназначены для перегрузки (перевалки) нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой. Размещают их на берегах судоходных рек и озер, вблизи морских портов, крупных железнодорожных магистралей, промежуточных перекачивающих станций нефте-

продуктопроводов. Роль конечного пункта магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) также обычно играет перевалочная нефтебаза.

Распределительные нефтебазы предназначены для непродолжительного хранения нефтепродуктов и снабжения ими потребителей обслуживаемого района. Их разделяют на **оперативные**, обслуживающие лишь местных потребителей, и **сезонного хранения**, предназначенные как для удовлетворения местных потребностей, так и для компенсации неравномерности подачи нефтепродуктов на оперативные нефтебазы, входящие в зону влияния нефтебазы сезонного хранения.

Перевалочно-распределительные нефтебазы совмещают функции перевалочных и распределительных нефтебаз.

По транспортным связям нефтебазы делятся на железнодорожные, водные (речные, морские), водно-железнодорожные, трубопроводные и базы, получающие нефтепродукты автотранспортом.

По номенклатуре хранения нефтепродуктов различают нефтебазы общего хранения, только для светлых нефтепродуктов, только для темных нефтепродуктов и др.

14.3. Операции, проводимые на нефтебазах

Все производственные операции, проводимые на нефтебазах, разделяют на основные и вспомогательные.

К **основным** операциям относятся:

- прием нефтепродуктов, доставляемых на нефтебазу железнодорожным, водным, автомобильным транспортом и по трубопроводам или отводам от них;
- хранение нефтепродуктов в резервуарах и тарных хранилищах;
- отпуск нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны, нефтеналивные суда или по трубопроводам;
- замер и учет нефтепродуктов.

К **вспомогательным** операциям относятся:

- очистка и обезвоживание масел и других вязких нефтепродуктов;
- смешение масел и топлив;
- регенерация отработанных масел;
- изготовление и ремонт тары;
- ремонт технологического оборудования, зданий и сооружений;
- эксплуатация котельных, транспорта и энергетических устройств.

Количество вспомогательных операций на различных нефтебазах неодинаково.

14.4. Объекты нефтебаз и их размещение

Размещение объектов на территории нефтебазы должно обеспечивать удобство их взаимодействия, рациональное использование территории, минимальную длину технологических трубопроводов, водоотводящих (канализационных), водопроводных и тепловых сетей при соблюдении всех противопожарных и санитарно-гигиенических требований.

Территория нефтебазы в общем случае разделена на 7 зон (рис. 14.1):

- 1) железнодорожных операций;
- 2) водных операций;
- 3) хранения нефтепродуктов;
- 4) оперативная;
- 5) очистных сооружений;
- 6) вспомогательных сооружений;
- 7) административно-хозяйственная.

В **зоне железнодорожных операций** размещаются сооружения для приема и отпуска нефтепродуктов по железной дороге. В состав объектов этой зоны входят:

- а) железнодорожные тупики;
- б) сливноналивные эстакады для приема и отпуска нефтепродуктов;
- в) нулевые резервуары, располагающиеся ниже железнодорожных путей;
- г) насосные станции для перекачки нефтепродуктов из вагонов-цистерн в резервуарный парк и обратно;
- д) лаборатории для проведения анализов нефтепродуктов;
- е) помещение для отдыха сливщиков и наливщиков (операторная);
- ж) хранилища нефтепродуктов в таре;
- з) площадки для приема и отпуска нефтепродуктов в таре.

В **зоне водных операций** сосредоточены сооружения для приема и отпуска нефтепродуктов баржами и танкерами. К ним относятся:

- а) причалы (пирсы) для швартовки нефтеналивных судов;
- б) стационарные и плавучие насосные;
- в) лаборатория;
- г) помещение для сливщиков и наливщиков.

В **зоне хранения нефтепродуктов** размещаются:

- а) резервуарные парки для светлых и темных нефтепродуктов;
- б) резервуары малой вместимости для отпуска небольших партий нефтепродуктов (мерники);
- в) обвалование — огнестойкие ограждения вокруг резервуарных парков, препятствующие разливу нефтепродуктов при повреждениях резервуаров.

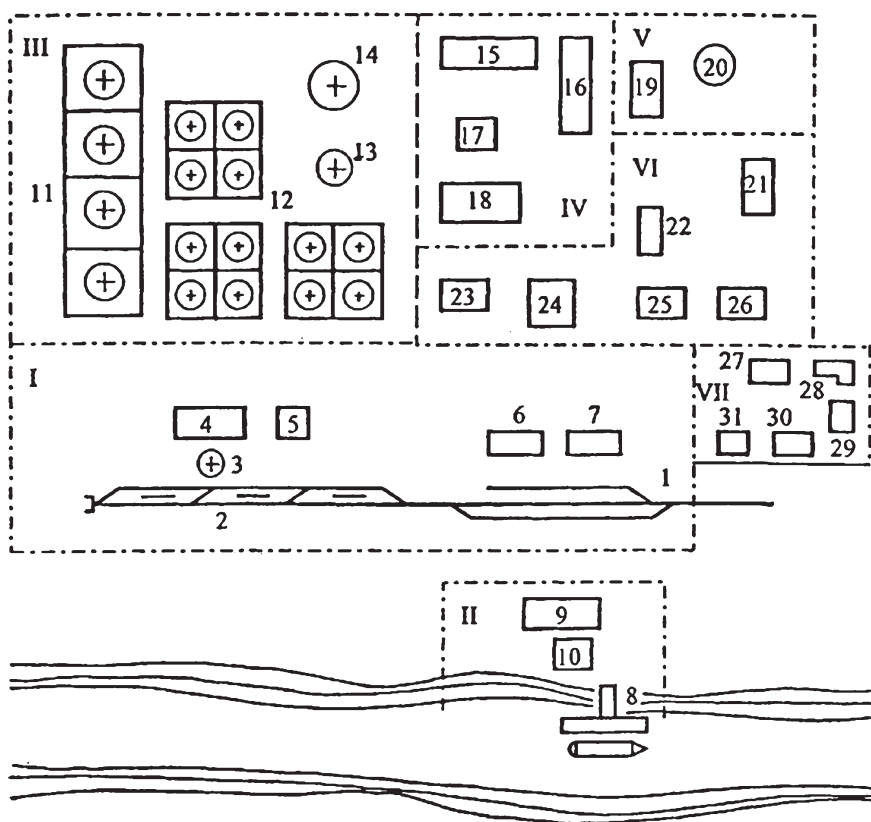


Рис. 14.1. Схема разбивки территории нефтебазы на зоны:

- I— зона железнодорожных операций;
- II— зона водных операций;
- III— зона хранения;
- IV— оперативная зона;
- V— зона очистных сооружений;
- VI— зона вспомогательных операций;
- VII— административно-хозяйственная зона;
- 1— железнодорожный тупик; 2— железнодорожная сливноналивная эстакада;
- 3— нулевой резервуар; 4— насосная; 5— лаборатория; 6— операторная;
- 7— хранилище нефтепродуктов в таре; 8— причал; 9— насосная;
- 10— операторная; 11— резервуарный парк светлых нефтепродуктов;
- 12— резервуарный парк темных нефтепродуктов; 13— мерник;
- 14— резервуар пожарного запаса воды; 15— автоэстакада; 16— разливочная и расфасовочная; 17— склад для хранения расфасованных нефтепродуктов;
- 18— склад для тары; 19— нефтеловушка; 20— шламакопитель;
- 21— котельная; 22— трансформаторная подстанция; 23— водонасосная;
- 24— мехмастерские; 25— склад материалов, обрудования и запасных частей;
- 26— конторы грузовых операций; 27— пожарное депо; 28— конторы;
- 29— проходная; 30— здание охраны; 31— гараж

Оперативная зона предназначена для размещения средств отпуска нефтепродуктов в автоцистерны, контейнеры, бочки и бидоны, т. е. относительно мелкими партиями. В этой зоне размещаются:

- а) автоэстакады и автоколонки для отпуска нефтепродуктов в автоцистерны;
- б) разливочные и расфасовочные для налива нефтепродуктов в бочки и бидоны;
- в) склады для хранения расфасованных нефтепродуктов;
- г) склады для тары;
- д) погрузочные площадки для автотранспорта.

В **зоне очистных сооружений** сосредоточены объекты, предназначенные для очистки нефтесодержащих вод от нефтепродуктов. К ним относятся:

- а) нефтеловушки;
- б) флотаторы;
- в) пруды-отстойники;
- г) иловые площадки;
- д) шламонакопители;
- е) насосные;
- ж) береговые станции по очистке балластных вод.

В **зоне вспомогательных сооружений**, обеспечивающих работоспособность основных объектов нефтебазы, находятся:

- а) котельная, снабжающая паром паровые насосы, систему подогрева нефтепродуктов и систему отопления;
- б) трансформаторная подстанция для снабжения нефтебазы электроэнергией;
- в) водонасосная;
- г) механические мастерские;
- д) склады материалов, оборудования и запасных частей, а также другие объекты.

Объекты вышеперечисленных зон соединяются между собой сетью трубопроводов для перекачки нефтепродуктов, их снабжения водой и паром, а также для сбора нефтесодержащих сточных вод.

В **административно-хозяйственной зоне** размещаются:

- а) контора;
- б) проходные;
- в) гаражи;
- г) пожарное депо;
- д) здание охраны нефтебазы.

Перечисленные зоны и объекты не обязательно входят в состав каждой нефтебазы. Их набор зависит от типа и категории нефтебазы, назначения и характера проводимых операций. Так, например, на многих перевалочных нефтебазах нет оперативной зоны, а на распределительных нефтебазах, снабжаемых нефтепродуктами с помощью автотранспорта нет железнодорожных и водных операций.

14.5. Резервуары нефтебаз

Только на крупных нефтебазах резервуарные парки соизмеримы с аналогичными объектами магистральных трубопроводов. В подавляющем же большинстве их суммарный объем не превышает нескольких десятков тысяч кубометров.

В связи с относительно малыми объемами годовой реализации общая емкость резервуаров под каждый нефтепродукт обычно невелика. Кроме того, по «Нормам проектирования» для каждого нефтепродукта должно быть предусмотрено не менее 2-х резервуаров. Делается это для того, чтобы один из них при необходимости можно было вывести в ремонт. Поэтому единичная емкость резервуаров на нефтебазах, как правило, небольшая и составляет от 100 до 5000 м³.

На нефтебазах, как и на перекачивающих станциях нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, применяются:

- 1) резервуары вертикальные стальные (типа РВС);
- 2) резервуары горизонтальные стальные (типа РГС);
- 3) железобетонные резервуары (типа ЖБР).

Резервуары типов РВС и РГС используются для хранения как светлых, так и темных нефтепродуктов, а типа ЖБР — только для темных.

Оборудование резервуаров для светлых нефтепродуктов практически такое же, как у нефтяных: исключены только системы подогрева и размыва донных отложений. На резервуарах для темных нефтепродуктов система подогрева сохранена, но роль дыхательной арматуры играет вентиляционный патрубок, соединяющий газовое пространство резервуара с атмосферой напрямую. Это стало возможным благодаря низкой испаряемости темных нефтепродуктов. Кроме того, вместо хлопущки на конце приемо-раздаточных патрубков устанавливается подъемная труба, благодаря которой из резервуаров откачивается чистый отстаившийся нефтепродукт из верхних слоев (рис. 14.2).

Располагаются резервуары на территории нефтебаз группами: отдельно для светлых нефтепродуктов, отдельно — для темных.

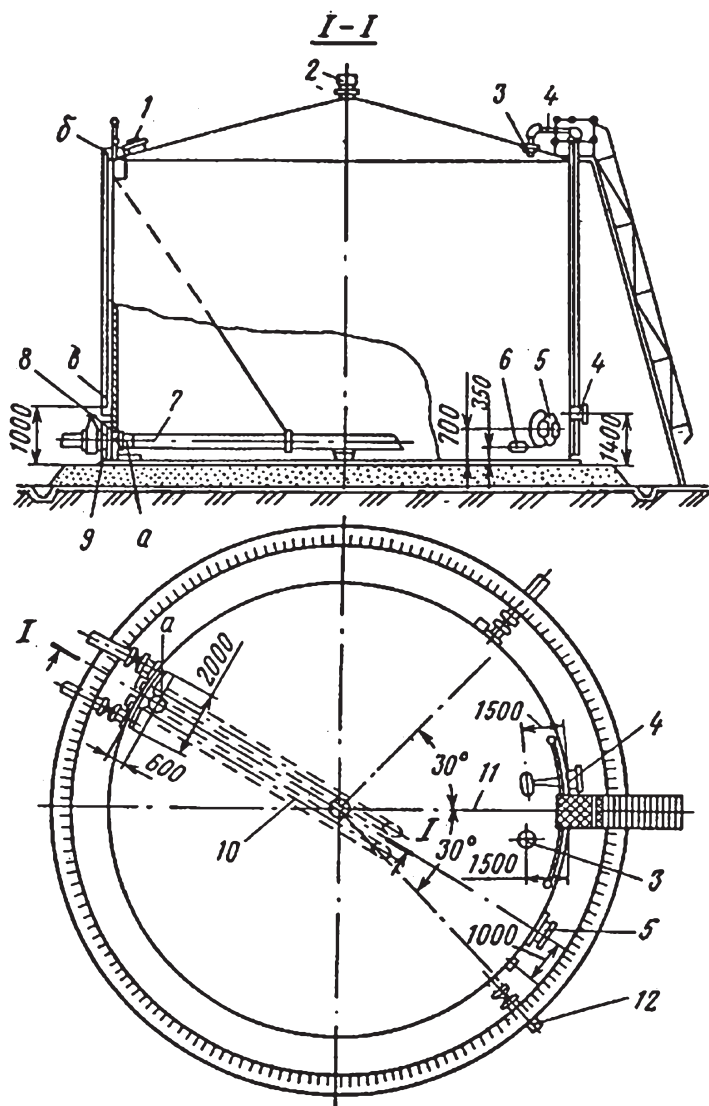


Рис. 14.2. Схема расположения оборудования на вертикальных резервуарах для высоковязких нефтепродуктов:
 1—световой люк; 2—вентиляционный патрубок; 3—замерный люк;
 4—прибор для замера уровня; 5—люк-лаз; 6—сифонный кран;
 7—подъемная труба (с шарниром [а], роликовым блоком [б] и ручной лебедкой [в]); 8—перепускное устройство; 9—патрубок приемо-раздаточный; 10—положение второй подъемной трубы (при условии ее установки); 11—ось лестницы; 12—крайнее положение прямо-раздаточных патрубков по отношению к оси лестницы

14.6. Насосы и насосные станции нефтебаз

С помощью насосов нефтепродукты транспортируются при их приеме и отпуске, а также при внутривазовых перекачках.

На нефтебазах применяют главным образом центробежные, поршневые и шестеренные насосы. Наиболее распространены **центробежные насосы** типов НК (консольные) и НД (с рабочими колесами двухстороннего входа). Консольные насосы НК одноступенчатые; их подача составляет от 30 до 140 м³/ч, а напор — от 45 до 130 м. Насосы типа НД (рис. 14.3) бывают одно-, двух- и трехступенчатыми с подачей от 200 до 1700 м³/ч и напором — от 60 до 300 м. Таким образом, их параметры, как правило, значительно отличаются от параметров центробежных насосов, используемых на перекачивающих станциях магистральных трубопроводов.

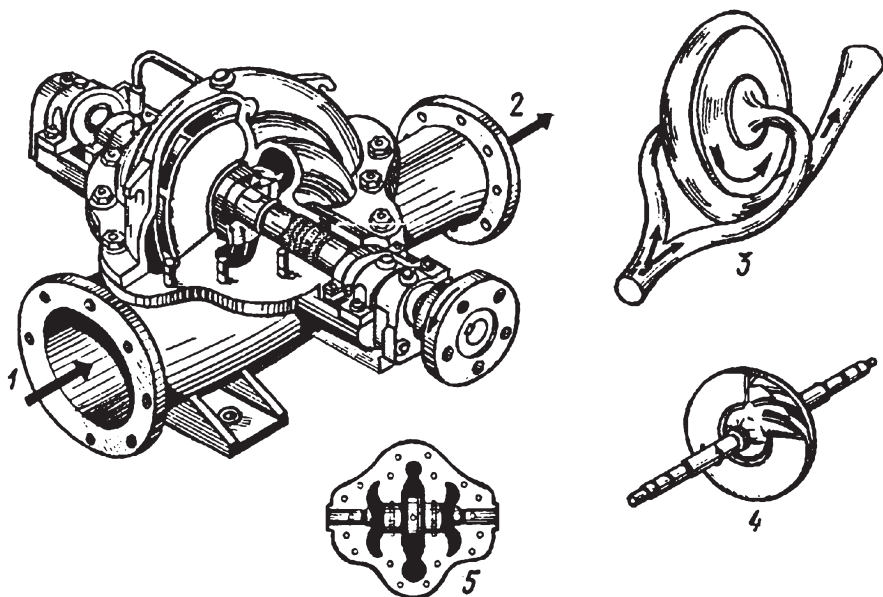


Рис. 14.3. Центробежный насос типа 6НДВ:

- 1 — всасывающий патрубок; 2 — нагнетательный патрубок;
- 3 — схема жидкости в насосе; 4 — вал насоса и рабочее колесо;
- 5 — крышка насоса (вид снизу)

Схема **поршневого насоса** простого действия изображена на рис. 14.4. В цилиндре 4 перемещается поршень 5. Движение поршню от привода передается через шток 6. К цилиндру присоединена клапанная коробка, в которой размещены два клапана: всасывающий 3, устанавливаемый на

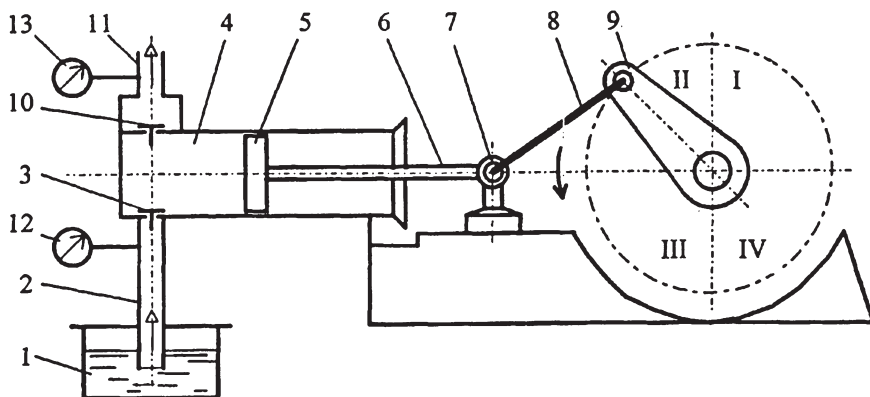


Рис. 14.4. Принципиальная схема насосной установки на базе поршневого насоса:
 1—опорожняемая емкость; 2—всасывающий трубопровод; 3—всасывающий клапан; 4—цилиндр насоса; 5—поршень; 6—шток; 7—крейцкофф; 8—шатун; 9—кривошип; 10—нагнетательный клапан; 11—нагнетательный трубопровод; 12—вакуумметр; 13—манометр

всасывающей линии, и нагнетательный 10, устанавливаемый на напорной линии. При движении поршня вправо всасывающий клапан открывается и цилиндр заполняется перекачиваемой жидкостью. Когда же поршень движется влево, всасывающий клапан закрывается и открывается нагнетательный клапан, через который перекачиваемая жидкость вытесняется в нагнетательный трубопровод 11.

В качестве привода поршневых насосов используются электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и паровые двигатели.

Схема **шестеренного насоса** приведена на рис. 14.5. Он состоит из корпуса 1, в котором помещены две находящиеся в зацеплении крупнозубые шестерни 2. Корпус охватывает шестерни с небольшим зазором. При вращении шестерни в направлении, указанном стрелками, зубья выходят из зацепления в зоне всасывания (справа). При этом освобождается некоторый объем и в зоне образуется разрежение. В насос засасывается жидкость, которая захватывается зубьями в направлении к стрелкам корпуса и переносится во впадинах между зубьями в зону нагнетания (слева).

Выбор типа насоса определяется:

- 1) свойствами перекачиваемого нефтепродукта (вязкость, давление насыщенных паров);
- 2) необходимой подачей нефтепродукта;
- 3) необходимым напором;
- 4) обеспеченностью нефтебазы электроэнергией и паром.

Так, центробежные насосы используются, в основном, для перекачки маловязких нефтепродуктов. Это связано с тем, что при работе на мало-

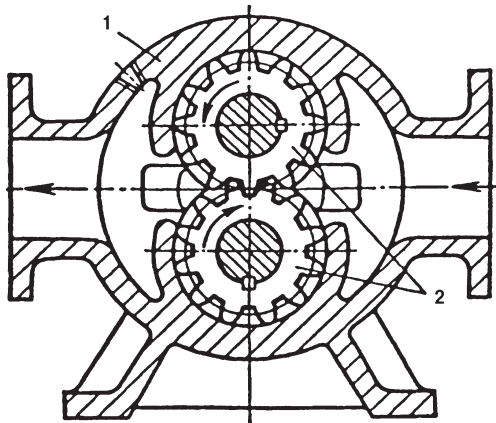


Рис. 14.5. Схема шестеренного насоса: 1 – корпус; 2 – зубчатое колесо

вязких жидкостях данный тип насосов имеет высокий КПД. Область преимущественного применения поршневых и шестеренных насосов – перекачка высоковязких нефтепродуктов. Кроме того, их используют там, где требуются самовсасывающие насосы (например, при операциях по зачистке вагонов-цистерн и барж).

Количество и марку насосов выбирают в соответствии с необходимыми подачей и напором.

Обеспеченность нефтебаз электроэнергией и паром влияет на выбор привода насосов и соответственно – самого насоса.

Специально оборудованное помещение, в котором устанавливаются насосы вместе с двигателями, называется **насосной станцией**.

По характеру размещения насосные станции делят на стационарные и передвижные. В стационарных насосных (наземных, полуподземных и подземных) оборудование смонтировано на неподвижных фундаментах и связано с емкостями постоянными жесткими соединениями трубопроводов. Оборудование передвижных насосных устанавливается на автомашинах, прицепах, баржах или понтонах (плавучие станции). Передвижные насосные служат для перекачки нефтепродуктов там, где нецелесообразно строить стационарную насосную (на временных складах, судоходных реках и т. д.).

По роду перекачиваемых нефтепродуктов имеются насосные для перекачки светлых нефтепродуктов, темных нефтепродуктов и смешанные.

Насосные, предназначенные для перекачки легковоспламеняющихся нефтепродуктов, оборудуются естественной вентиляцией с применением дефлекторов или искусственной вентиляцией с применением вентиляционных установок.

14.7. Сливоналивные устройства для железнодорожных цистерн

Слив железнодорожных цистерн производится через их горловину (верхний слив) или через сливной прибор, расположенный снизу цистерны (нижний слив). Заполнение же цистерн нефтепродуктом производится, как правило, только через горловину (верхний налив).

Возможные схемы налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны приведены на рис. 14.6.

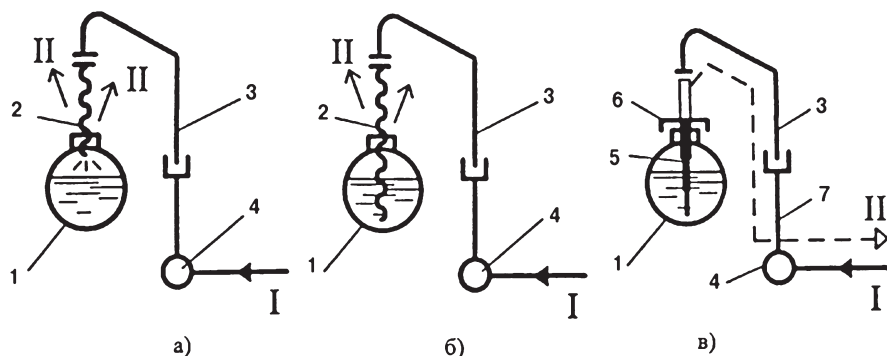


Рис. 14.6. Возможные схемы налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны: а) открытой струей; б) закрытой струей; в) герметичный налив; 1—цистерна; 2—шланг; 3—наливной стояк; 4—коллектор; 5—телескопическая труба; 6—герметизирующая крышка; 7—линия отвода ПВС; I—нефтепродукт; II—паровоздушная смесь

При **наливе открытой струей** (рис. 14.6а) струя нефтепродукта соприкасается с атмосферным воздухом. Это приводит к повышенному испарению светлых нефтепродуктов и образованию зарядов статического электричества. И то и другое нежелательно. Поэтому налив открытой струей применяют ограниченно и только при операциях с темными нефтепродуктами.

Налив закрытой струей (рис. 14.6б) осуществляется путем опускания шланга до нижней образующей цистерны. Поэтому струя нефтепродукта контактирует с воздухом только в начале налива. Соответственно, при наливке закрытой струей потери бензина, например, почти в 2 раза меньше, чем в предыдущем случае.

Герметичный налив цистерн (рис. 14.6в) производится с помощью специальных автоматизированных систем налива (АСН). Их отличительной чертой является наличие герметизирующей крышки 6, телескопичес-

кой трубы 5 и линии 7 для отвода образующейся паровоздушной смеси (например, на установку отделения углеводородов от ПВС).

Применяемые на нефтебазах схемы слива нефтепродуктов приведены на рис. 14.7.

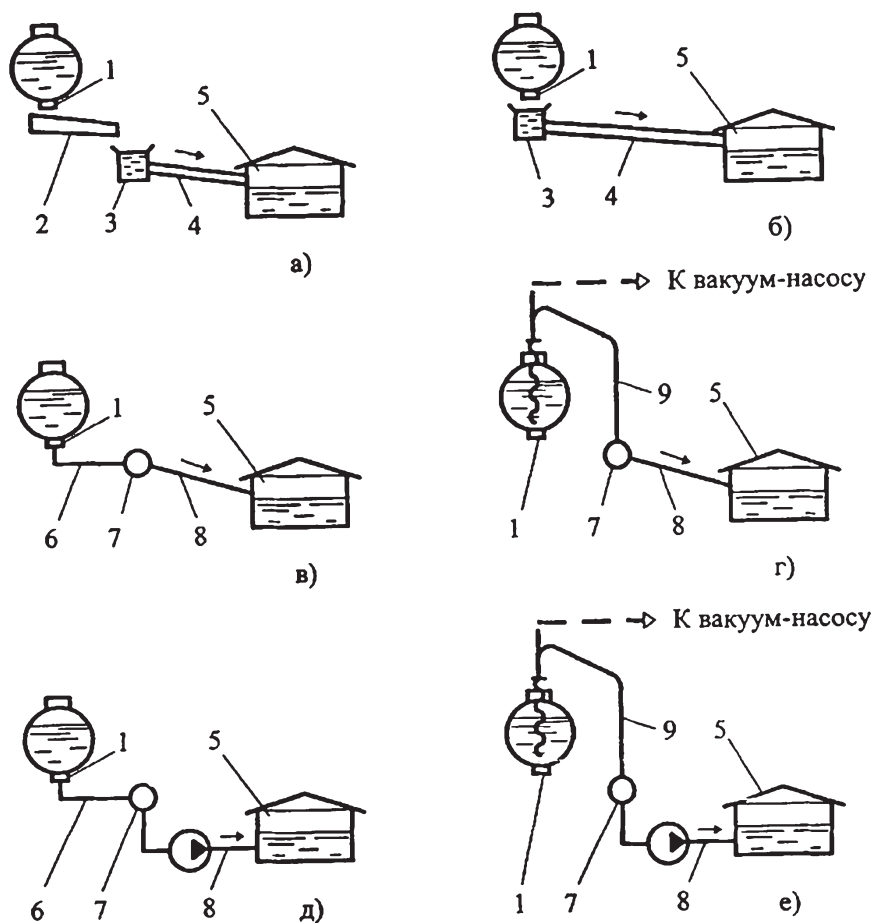


Рис. 14.7. Применяемые схемы слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн: а) открытый самотечный слив; б) межрельсовый слив; в) закрытый самотечный слив; г) сифонный самотечный слив; д) принудительный нижний слив; е) принудительный верхний слив; 1—нижний сливной прибор; 2—переносной желоб; 3—центральный желоб; 4—трубопровод; 5—нулевой резервуар; 6—шарнирно-сочлененные трубы; 7—коллектор; 8—соединительный трубопровод; 9—сливной стояк; 10—насос; 11—приемный резервуар

Открытый самотечный слив (рис. 14.7а) применяют при сливе низкоиспаряющихся нефтепродуктов из цистерн через нижние сливные приборы 1. Далее нефтепродукт по переносным желобам 2 поступает в центральный желоб 3, из которого по трубопроводу 4 стекает в расположенный ниже поверхности грунта приемный («нулевой») резервуар 5.

Частным случаем данной схемы является **межрельсовый слив** (рис. 14.7б), когда центральный желоб располагается под сливаемыми цистернами и поэтому необходимости в переносных желобах нет.

Закрытый самотечный слив (рис. 14.7в) отличается от открытого тем, что вместо переносных желобов к нижним сливным приборам присоединяются гибкие рукава или шарнирно-сочлененные трубы 6, а вместо центрального желоба проложен трубопровод-коллектор 7. Эта схема может быть применена и для бензинов, т. к. потери от испарения в этом случае невелики.

Сифонный слив самотеком (рис. 14.7г) производится через горловину цистерн. Он возможен только в том случае, когда приемный резервуар по отношению к сливаемой цистерне находится на более низкой отметке. Начало движения нефтепродукта обеспечивается созданием вакуума в стояке с помощью вакуум-насоса. Во избежание разрыва струи и, соответственно, срыва сифона давление в точке А не должно опускаться ниже давления упругости паров нефтепродукта.

Производительность сифонного слива самотеком невелика.

Принудительный нижний слив (рис. 14.7д) производится насосом 10 через нижний сливной прибор цистерны.

Принудительный верхний слив (рис. 14.7е) отличается от предыдущей схемы тем, что производится через горловину цистерны посредством сливного стояка 9. Начало слива обеспечивает вакуум-насос после чего включается насос 10, закачивающий нефтепродукт в резервуарный парк нефтебазы.

Кроме рассмотренных могут также применяться верхний слив бензинов с помощью эжекторов, слив вязких нефтепродуктов с подогревом или под давлением и другие.

Более предпочтительным является нижний слив нефтепродуктов. Верхний слив применяют реже и в тех случаях, когда нижний сливной прибор цистерн неисправен.

Устройства для железнодорожного слива и налива на нефтебазах рассчитывают на маршрутный, групповой и одиночный слив и налив вагон-цистерн.

Количество устройств для слива и налива принимают исходя из точного объема поступления и отгрузки нефтепродуктов по железной дороге. Если количество поступающих цистерн составляет более трех, то

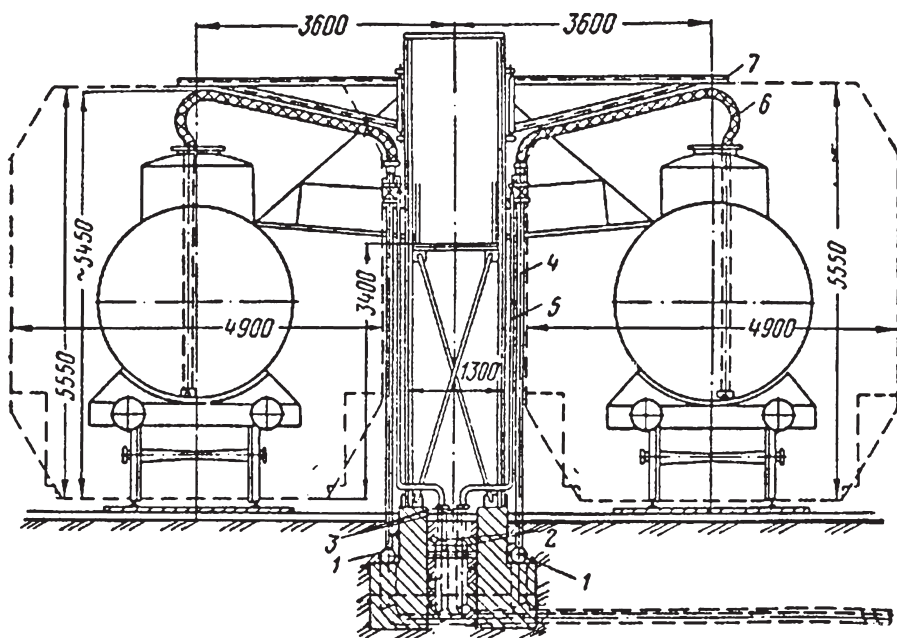


Рис. 14.8. Двусторонняя комбинированная сливноналивная эстакада типа КС:
 1 — коллекторы для нефтепродуктов; 2 — коллекторы зачистные;
 3 — штуцера для слива из поврежденных цистерн; 4 — сливно-наливной стюак;
 5 — зачистной стюак; 6 — гибкий шланг; 7 — поворотная консоль

применяют одиночные устройства для слива и налива. При большем числе цистерн применяют односторонние или двусторонние эстакады.

Эстакадой (рис. 14.8) называют совокупность расположенных вдоль железнодорожного полотна с шагом 4...6 м сливноналивных устройств, соединенных общими коллекторами и площадкой для перемещения персонала. Эстакады изготавливают из несгораемых материалов с учетом габаритов железнодорожных цистерн. Сооружают эстакады в виде длинных галерей с эксплуатационными площадками, расположенными на высоте 3...3,5 м, считая от рельса, и снабжают для перехода на цистерны откидными подвжными мостиками, которые могут опускаться на котел цистерны. Ширина прохода на эстакаде — не менее 1 м. Лестницы для подъема на нее размещают, как правило, с торцов.

Для подогрева высоковязких нефтепродуктов в цистернах и трубопроводах эстакады оборудуют паропроводами или электроподогревателями.

Для предотвращения необоснованных задержек цистерн время их слива-налива нормируется. В зависимости от грузоподъемности цистерн, вида нефтепродукта и степени механизации работ нормативное время слива-налива железнодорожного маршрута составляет от 2 до 4 часов.

14.8. Нефтяные гавани, причалы и пирсы

Для налива и разгрузки нефтеналивных судов устраиваются специальные сооружения — нефтяные гавани, причалы и пирсы.

Нефтегаванью называется водная территория (акватория), укрытая от сильных течений, ледохода и ветров, имеющая достаточные для причаливания и маневрирования судов площадь и глубину. Современные нефтегавани проектируются трех типов (рис. 14.9): в виде узкого тупикового бассейна («ковша»), в виде выемки части берега или просто в виде огражденной акватории у берега. Чтобы уменьшить объем земляных работ, при сооружении нефтегаваней стараются использовать естественные укрытия в береговой полосе — бухты, заливы и речные затоны.

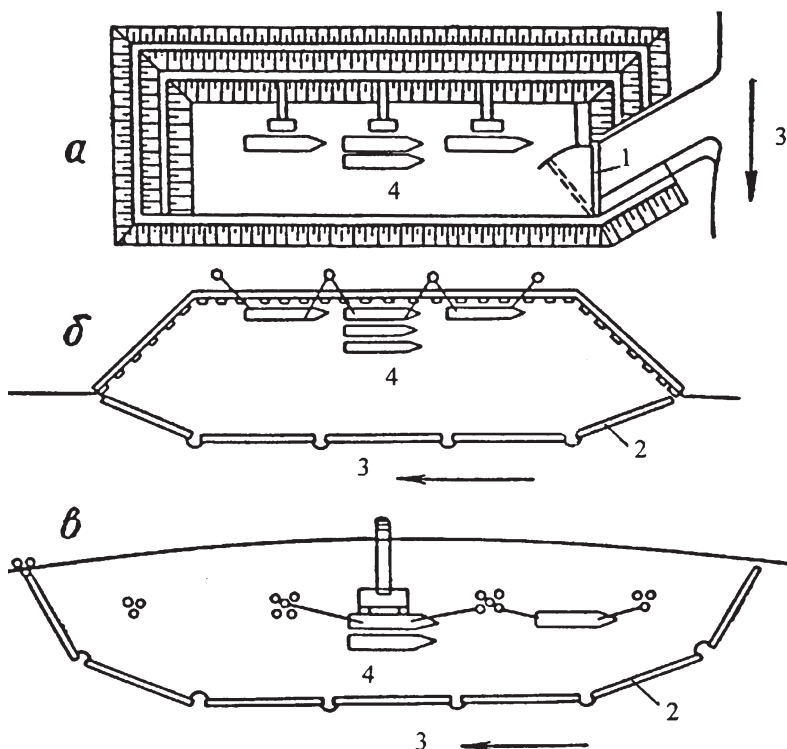


Рис 14.9. Схемы современных гаваней трех типов:
а) в виде тупикового бассейна; б) в виде выемки части берега;
в) в виде огражденной акватории у берега;
→ — направления движения судна; 1 — затвор; 2 — боновые ограждения;
3 — водное пространство; 4 — акватория нефтегаваней

Для предотвращения растекания по воде нефтепродуктов, попавших на ее поверхность (вследствие аварии, пролива и т. п.), акватория нефтегазаней 4 отделяется от остального водного пространства 3 плавучими боновыми ограждениями 2 или затворами 1. Для пропуска судов боновые ограждения разводятся.

Для непосредственной швартовки нефтеналивных судов служат причалы и пирсы. **Причалами** называют сооружения, расположенные параллельно берегу, тогда как **пирсы** расположены перпендикулярно к нему или под некоторым углом. Пирс может иметь одну или несколько причальных линий. Количество причалов определяется расчетом, а их расположение — местными условиями и противопожарными требованиями.

Простейшим типом соединения трубопроводов нефтебаз с нефтеналивными судами являются **гибкие прорезиненные рукава** (шланги). Они изготавливаются диаметром до 350 мм, длиной 4 м, на рабочее давление до 1 МПа. Недостатком прорезиненных рукавов является то, что при сливоналивных операциях довольно часты их разрывы, а это в свою очередь приводит к значительному разливу нефтепродуктов.

В настоящее время на смену системам с гибкими рукавами приходят **стендеры** — конструкция из шарнирно-сочлененных трубопроводов, концевая часть (соединитель) которой служит для соединения береговых коммуникаций с приемо-сливными патрубками трубопроводов на нефтеналивном судне. Диаметр стендеров достигает 500 мм, а рабочее давление в них — 1,6 МПа. Стендеры более надежны, чем гибкие рукава, и обеспечивают большую производительность слива-налива.

14.9. Установки налива автомобильных цистерн

Для налива нефтепродуктов в автоцистерны применяют стояки различных типов. Они классифицируются:

- по способу подключения к цистерне (сверху или снизу);
- по способу налива (герметизированный или негерметизированный);
- по степени автоматизации процесса налива (автоматизированные или неавтоматизированные);
- по виду управления (с механизированным или ручным управлением).

Налив нефтепродуктов в автоцистерны может осуществляться как через горловину (верхний налив), так и через нижний патрубок автоцистерны (нижний налив).

При герметизированном наливе горловина автоцистерн закрывается специальной крышкой, в которую врезан патрубок, соединен-

ный со шлангом для отвода паровоздушной смеси либо в опорожняемые резервуары, либо на установку улавливания легких фракций (УЛФ). Негерметизированный налив целесообразно применять при отгрузке низкотлетучих нефтепродуктов.

Для предотвращения переливов автоцистерн применяются средства автоматизации. В этом случае наливные стояки оборудуют либо датчиками уровня, либо клапанами-дозаторами, позволяющими производить отпуск заданного количества нефтепродукта. Подобный контроль — обязательное условие герметизированного налива бензинов.

Применяются наливные устройства одиночные и объединенные в группы, с ручным и автоматизированным управлением. Группа наливных устройств, управляемых из специального здания — операторной, образует **станцию налива**.

Станция налива состоит из 4...12 наливных «островков», располагаемых под навесом. Каждый «островок» оборудуется одним или двумя наливными устройствами (стояками).

Принципиальная схема налива автомобильных цистерн выглядит следующим образом (рис. 14.10). Нефтепродукт забирается из резервуаров насосом 5, прокачивается через фильтр 4, клапан-дозатор 3, счетчик 2 и через стояк 1 поступает в автоцистерну.

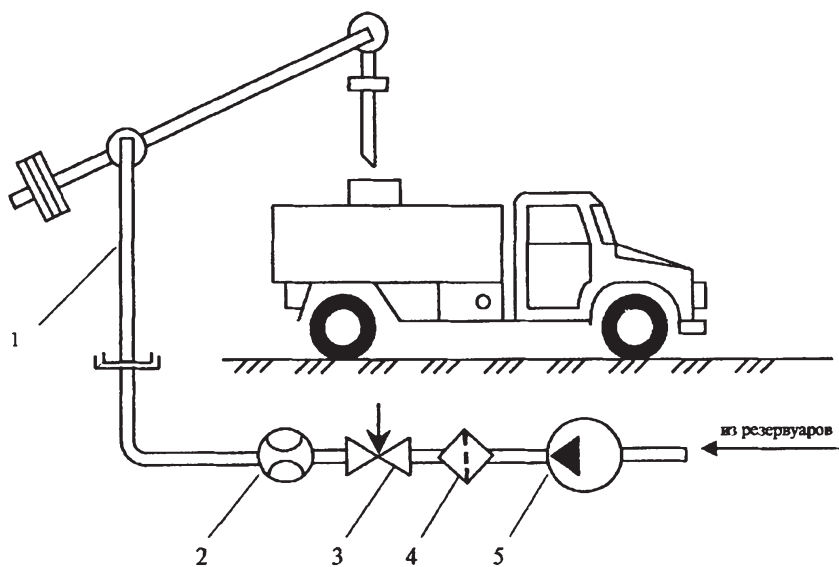


Рис. 14.10. Принципиальная схема верхнего налива нефтепродуктов в автоцистерны: 1 — наливной стояк; 2 — счетчик; 3 — клапан-дозатор; 4 — фильтр; 5 — насос

В качестве наливных устройств используются установки автоматизированного налива (АСН). На пунктах налива с незначительным грузооборотом применяются неавтоматизированные наливные стояки с ручным управлением.

14.10. Подземное хранение нефтепродуктов

Подземное хранение нефтепродуктов в горных выработках получило довольно широкое распространение в нашей стране и за рубежом. Достоинствами подземного хранения являются:

- небольшая занимаемая территория (исключается площадь самой большой зоны — зоны хранения);
- низкая пожаро- и взрывоопасность;
- меньшие капиталовложения, эксплуатационные расходы и металлоемкость по сравнению с наземными стальными резервуарами.

Различают следующие типы подземных хранилищ:

- хранилища в отложениях каменной соли, сооружаемые методом выщелачивания (размыва);
- хранилища в пластичных породах, сооружаемые методом глубинных взрывов;
- шахтные хранилища;
- льдогрунтовые хранилища.

Выбор типа хранилища определяется геологической характеристикой горных пород, климатическими условиями и их технико-экономическими показателями.

Хранилища в отложениях каменной соли

Подземные хранилища в отложениях каменной соли — это наиболее распространенный вид подземных емкостей для хранения нефтепродуктов. Каменная соль (галит) имеет высокий предел прочности и низкую проницаемость, что весьма благоприятно для создания в ее отложениях подземных емкостей.

Хранилища нефтепродуктов в отложениях каменной соли сооружаются методом размыва (рис. 14.11). Последовательность выполнения работ в этом случае такова. Сначала бурится скважина, вскрывающая верхнюю кровлю соляного пласта 4. В нее устанавливается обсадная труба 3.

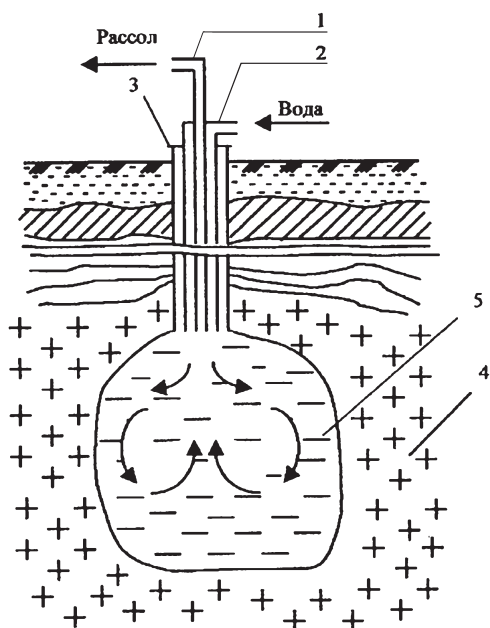


Рис. 14.11. Схема сооружения подземной емкости в отложениях каменной соли:
 1—рассолоотводящая труба; 2—водоподающая труба; 3—обсадная труба;
 4—соляной пласт; 5—соляной раствор

Затем в трубу 3 до кровли будущего хранилища опускаются водоподающая труба 2 и рассолоотводящая труба 1.

Закачиваемая под давлением вода растворяет соль. Образующийся соляной раствор откачивается по трубе 1. Постепенно опуская трубы 1 и 2, доводят размер подземной емкости до необходимого.

При эксплуатации данной емкости трубу 1 опускают до ее нижней отметки, а трубу 2 поднимают до кровли будущего хранилища. Закачку-выкачку нефтепродуктов производят методом прямого вытеснения. При приеме нефтепродукта по трубе 2 соляной рассол по трубе 1 вытесняется в специальные емкости, расположенные на поверхности земли. При необходимости отпуска нефтепродукта его вытесняют из хранилища закачкой соляного рассола по трубе 1.

Хранилища, сооружаемые методом глубинных взрывов

предпочтительно создание хранилищ в водоупорных глинах. В отличие от кристаллических пород в результате внутреннего взрыва пластичные

Данный тип хранилищ создается там, где отсутствуют отложения каменной соли достаточной мощности. Наиболее

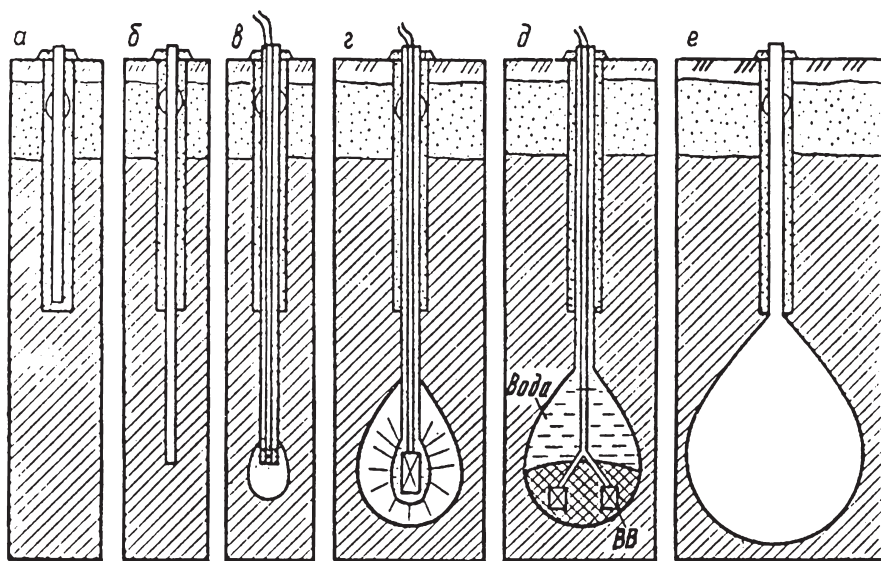


Рис. 14.12. Схема последовательности работ при создании хранилищ методом глубинных взрывов:
а) бурение скважины на начальный размер; **б)** обсадка скважины (цементация затрубного пространства и бурение скважины на конечный размер); **в)** первый «прострел» скважины; **д)** взрыв основного заряда ВВ; **е)** готовое подземное хранилище

породы под действием высокого давления, образующегося при взрыве, не разрушаются, а уплотняются и приобретают повышенную прочность и герметичность.

Последовательность создания хранилищ методом глубинных взрывов выглядит следующим образом (рис. 14.12). Сначала бурят скважину нужной глубины. Ее стенки укрепляют с помощью обсадных труб и цементируют. Затем двумя предварительными взрывами создают зарядную камеру, в которую помещают основной заряд взрывчатого вещества. Необходимая полость получается в результате основного взрыва.

Для того чтобы получить подземные резервуары емкостью 100, 200, 400, 500, 700, 1000 м³ необходима минимальная мощность горных пород соответственно 18, 23, 27, 30, 33 и 38 м, т. е. в 2...3 раза превышающая радиус шара равного объема.

Подземные резервуары, созданные методом глубинных взрывов, сохраняют свою устойчивость не более чем в течение пяти лет. Продлить срок их службы позволяет термическая обработка стенок, напоминающая обжиг кирпича. Процесс осуществляется в три этапа. Сначала из приконтурного массива в течение 48 ч при температуре 105...110 °С выпаривают

воду, затем в течение 40 ч при температуре 900...950 °С глинистый слой переводят в камнеподобное состояние и далее при температуре до 1100 °С производят оплавление стенок полости.

Наряду с применением обычных взрывчатых веществ для создания хранилищ нефтепродуктов методом глубинных взрывов в середине XX в. использовали ядерные боеприпасы.

При взрыве ядерного заряда образующийся плазменный шар расплавляет окружающие горные породы. Так, при взрыве заряда мощностью 1 кт в граните за 30 мкс расплавляется около 1000 м³ породы, а расширяющиеся газы увеличивают объем полости до 2000...8000 м³.

В США в 1967 г. при проведении эксперимента «Гэзбагги» с помощью ядерного заряда в 26 кт была создана подземная полость объемом 56000 м³.

В настоящее время от применения ядерных взрывов для создания подземных хранилищ нефтепродуктов отказались вследствие радиационного заражения топлив.

Шахтные хранилища Подземные хранилища шахтного типа (рис. 14.13) — это комплекс сооружений, состоящий из следующих элементов:

- 1) подземных выработок-резервуаров для хранения нефтепродуктов;
- 2) вскрывающих выработок;
- 3) выработок вспомогательного назначения;
- 4) наземных сооружений;
- 5) технологического оборудования.

Выработки-резервуары представляют собой отдельные тоннели или камеры, отходящие от магистральных выработок, или систему горизонтальных взаимосвязанных выработок. В зависимости от емкости хранилища и устойчивости пород поперечное сечение выработок-резервуаров имеет круглую, сводчатую или трапециевидную форму. Их высота составляет от 4 (глинистый сланец) до 13 (гранит) метров.

Под **вскрывающими выработками** понимают вертикальные или наклонные **стволы**, связанные с горизонтальными выработками — **штольнями**. Вскрывающие выработки предназначены для соединения выработок-резервуаров с поверхностью, размещения трубопроводов и эксплуатационного оборудования. В зависимости от горно-геологических условий вскрывающие выработки бывают вертикальными, горизонтальными и наклонными.

В **выработках вспомогательного назначения** находятся околоствольные и подземные насосные станции.

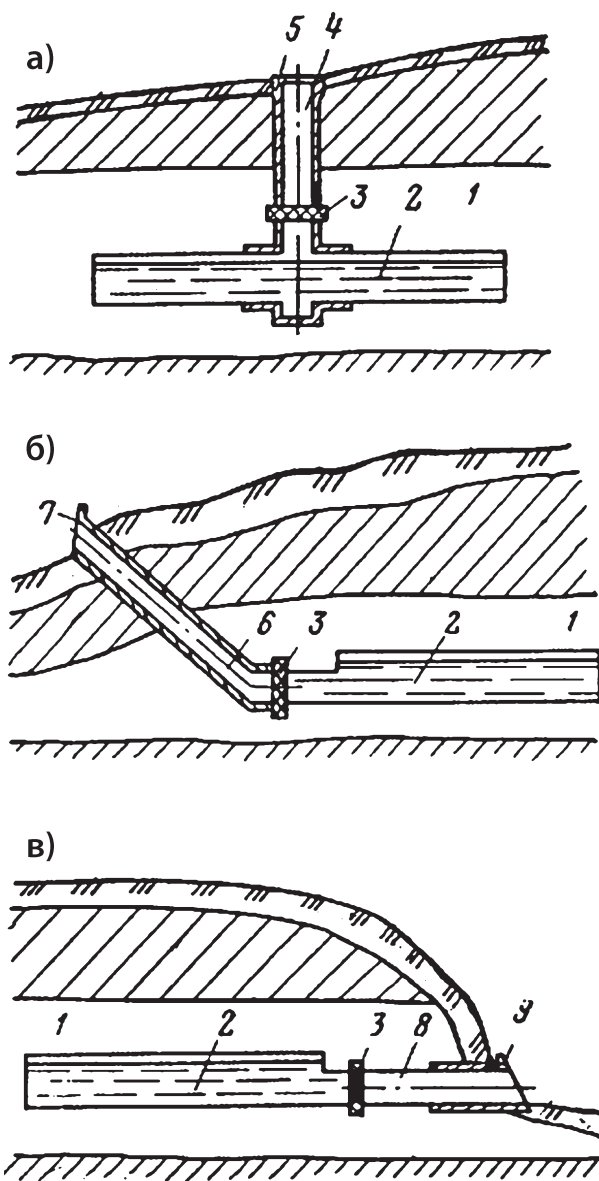


Рис. 14.13. Схемы шахтных хранилищ с вертикальной (а), наклонной (б) и горизонтальной (в) вскрывающими выработками:
 1—толща непроницаемых пород; 2—выработка-емкость;
 3—герметичная переемычка; 4—вертикальная вскрывающая выработка;
 5—оголовок; 6—наклонная вскрывающая выработка; 7—устье;
 8—горизонтальная вскрывающая выработка; 9—портал

Наземные сооружения шахтных хранилищ отличаются от аналогичных производственных комплексов наземных нефтебаз наличием приточно-вытяжных вентиляционных систем, располагаемых в подшахтном здании.

К **технологическому оборудованию** хранилищ относятся приемные и расходные трубопроводы, насосы, буферные наземные резервуары, измерительные устройства количества нефтепродуктов, приборы отбора проб и другие.

Принципиальная схема шахтного хранилища приведена на рис. 14.14. Нефтепродукт, поступающий в данном случае по железной дороге, сливается в выработку-резервуар 1 самотеком. Для его откачки из хранилища в приямок (зумпфе) 2 располагают погружной насос, выполняющий роль подпорного. Основной же напор, необходимый для доставки нефтепродукта на поверхность земли, развивает продуктовый насос 3, расположенный в насосной камере 4. При этом нефтепродукт может отгружаться либо напрямую (через железнодорожную эстакаду 9), либо через буферные резервуары 8 (откуда он откачивается наземной насосной станцией 7 и подается, например, на автоналивные стояки 6).

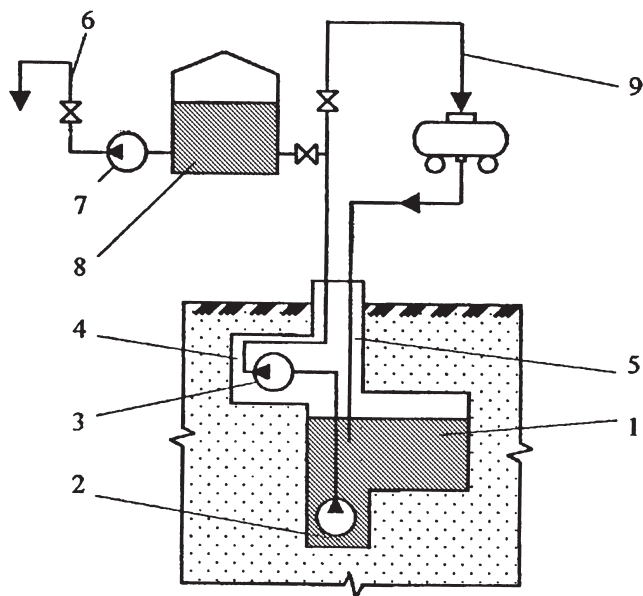


Рис. 14.14. Принципиальная схема шахтного хранилища нефтепродуктов:
 1 – выработка-резервуар; 2 – приямок; 3 – продуктовый насос;
 4 – насосная камера; 5 – ствол; 6 – автоналивные стояки;
 7 – наземная насосная станция; 8 – буферные резервуары;
 9 – железнодорожная эстакада

Сравнительные технико-экономические показатели шахтных хранилищ приведены в табл. 14.2.

Таблица 14.2 — Сравнительные технико-экономические показатели хранилищ объемом 100 тыс. м³ (показатели наземных стальных резервуаров приняты за единицу)

Вид хранилища	Затраты			Расход металла
	Капитальные вложения	Эксплуатационные расходы	Приведенные затраты	
Наземные стальные резервуары	1	1	1	1
Подземные хранилища шахтного типа	0,76	0,38	0,59	0,13
Хранилища в отложениях каменной соли	0,65	0,32	0,51	0,15

Как видно из табл. 14.2, капитальные вложения в подземные хранилища шахтного типа на 31,5% ниже, чем в наземные стальные резервуары, а эксплуатационные расходы — почти в 3 раза меньше. Удельный расход металла на 1 м³ емкости снижается в 6...7 раз.

Еще большего уменьшения затрат можно добиться, если под хранилища переоборудовать отработанные выработки горнодобывающих предприятий.

Хотя по стоимостным показателям хранилища шахтного типа уступают хранилищам в отложениях каменной соли, их преимущество заключается в возможности строительства практически во всех видах горных пород — в устойчивых и неустойчивых, проницаемых и непроницаемых. Это позволяет считать шахтные хранилища одним из перспективных типов хранилищ нефтепродуктов.

Льдогрунтовые хранилища Для районов Крайнего Севера и северо-восточной части России требуется большое количество нефтепродуктов. Горючее в эти районы завозят преимущественно танкерами в период очень короткой летней навигации. Поэтому надо иметь большое количество резервуаров значительного объема, обеспечивающих хранение годового запаса нефтепродуктов.

Строить металлические резервуары в этих районах вследствие значительной удаленности от поставщиков металлоконструкций очень дорого. Их эксплуатация вследствие низкой температуры воздуха и сильных ветров технически сложна.

В связи с этим в указанных районах применяют **льдогрунтовые хранилища**, представляющие собой подземные выработки в вечномёрзлых грунтах и имеющие в качестве облицовки покрытия из льда. Принципи-

альная схема льдогрунтового хранилища приведена на рис. 14.15. На ней показаны ствол 1, оголовок 2, погружной насос 3, выработка-резервуар 7, термоизоляционный слой 5 и дыхательный клапан 4.

Подземное льдогрунтовое хранилище строят в виде горизонтальной выработки длиной около 200 м, ширина пролета составляет обычно 6 м.

Резервуары в подземных льдогрунтовых хранилищах изолируют и герметизируют перемычками и ледяной облицовкой стен. Ледяная оболочка предохраняет хранимый продукт от механического загрязнения, обеспечивает герметичность хранилищ. В связи с этим температура хранимого нефтепродукта не должна быть выше 0°C .

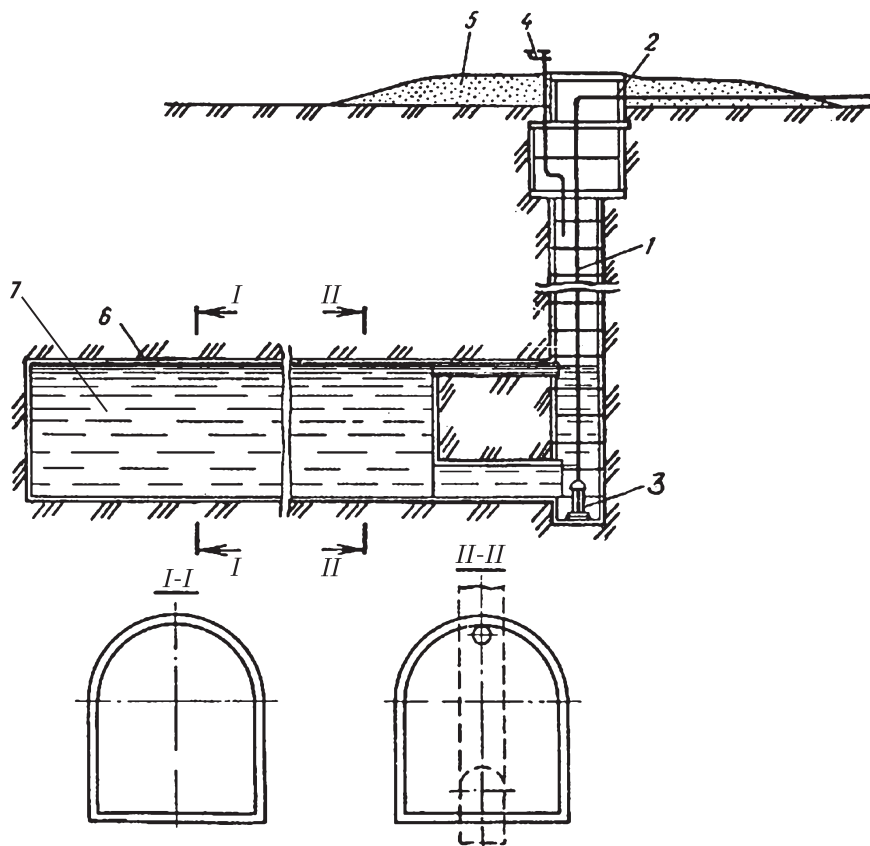


Рис. 14.15. Принципиальная схема льдогрунтового хранилища шахтного типа на один продукт:
 1 — ствол; 2 — оголовок; 3 — погружной насос; 4 — дыхательный клапан с огневым предохранителем; 5 — термоизоляционная засыпка;
 6 — ледяная облицовка; 7 — выработка-резервуар

14.11. Автозаправочные станции

Автозаправочные станции (АЗС) предназначаются для обслуживания и заправки автомобилей и других машин горючим и смазочными материалами. Попутно на них реализуются масла, смазки и специальные жидкости, расфасованные в мелкую тару. К вспомогательным операциям, выполняемым на АЗС, относятся мойка машин, их мелкий ремонт, торговля запасными частями. Неотъемлемой частью современных АЗС являются кафе и магазин по торговле продуктами повседневного спроса.

По способу установки и монтажа оборудования АЗС делятся на стационарные и передвижные. **Передвижные АЗС (ПАЗС)** монтируются на раме и в зависимости от их назначения устанавливаются на автомобиле или автоприцепе. Они состоят из емкости, измерительных и расходочных устройств, смонтированных на шасси транспортного средства. **Стационарные АЗС** сооружаются по типовым проектам на 300, 500, 750 и 1000 заправок в сутки (1 заправка—50 л топлива и 2 л масла). В их состав входят:

- подземные резервуары для хранения нефтепродуктов;
- топливо- и маслорасдаточные колонки;
- помещения для обслуживающего персонала;
- другие помещения в соответствии с дополнительными функциями, выполняемыми АЗС.

Принципиальная схема стационарной АЗС приведена на рис. 14.16. Нефтепродукт, доставляемый на АЗС с помощью автоцистерн, сливается через устройство 1 в резервуар для топлива 2. Здесь он отстаивается, производится замер его количества через устройство 5. Отпуск нефтепродукта потребителям производится с помощью топливорасдаточной колонки 7, связанной с резервуаром трубопроводом, на котором смонтирован приемный клапан 3, и углового предохранителя 4. «Дыхания» резервуаров осуществляются через клапан 6.

Рассмотрим элементы принципиальной схемы АЗС более подробно.

Сливное устройство 1 предназначено для слива нефтепродуктов в резервуар закрытым способом, т. е. под уровень находящегося в нем продукта. Сливное устройство состоит из ниппеля, к которому присоединяется рукав автоцистерны, фильтра и сливного трубопровода.

Быстрое и герметичное соединение ниппеля с рукавом автоцистерны обеспечивается специальной быстроразъемной муфтой.

Для хранения нефтепродуктов на АЗС используются **горизонтальные и вертикальные стальные резервуары** емкостью от 5 до 50 м³ и с толщиной стенки 3...4 мм. Резервуары на АЗС, как правило, распределяют-

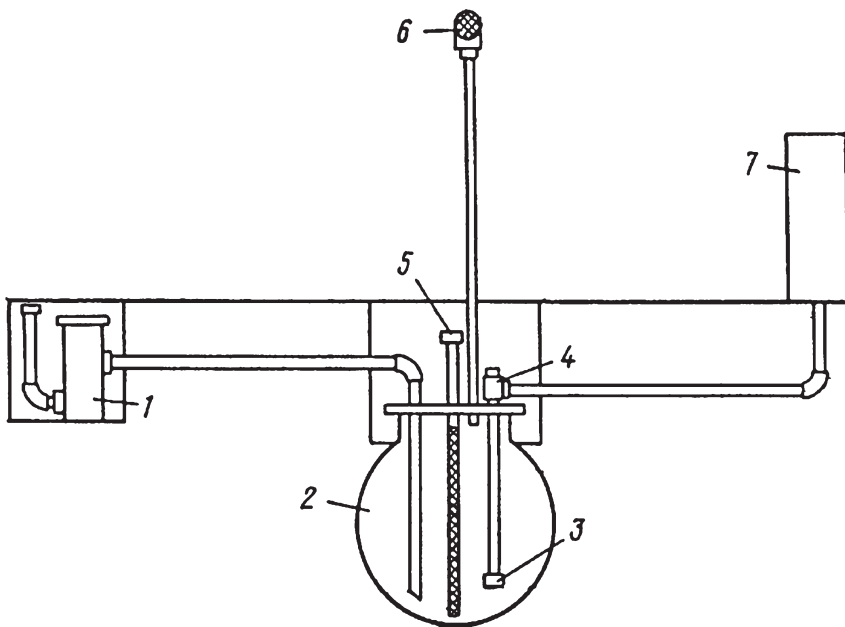


Рис. 14.16. Принципиальная схема АЗС:

- 1—сливное устройство; 2—резервуар для топлива; 3—клапан приемный;
- 4—противовзрывник угловой; 5—замерное устройство;
- 6—клапан дыхательный; 7—топливораздаточная колонка

ся следующим образом: 75% — под бензины, 15% — под дизельное топливо и до 10% — под масла.

Резервуары АЗС рассчитаны на избыточное давление 700 000 и вакуум — 1000 Па.

Замерное устройство 5 служит для замеров уровня разлива нефтепродукта в резервуаре. Оно обеспечивает вертикальное направление измерной рейки (метрштока). Конструктивно замерное устройство представляет собой перфорированную трубу диаметром 40 мм с крышкой.

Для соединения раздаточных колонок с резервуарами служит всасывающее устройство, состоящее из приемного клапана 3, углового предохранителя 4 и всасывающего трубопровода.

Назначение **приемного клапана 3** — предотвращение слива нефтепродукта из всасывающего трубопровода в резервуар после отключения раздаточной колонки. При прекращении работы насоса давление в трубопроводе и резервуаре выравнивается и тарелка клапана под действием собственного веса садится на седло, перекрывая сечение.

Угловой предохранитель 4 предотвращает распространение пламени по всасывающему трубопроводу. Для этого внутри металлического корпу-

са установлена латунная сетка, выполняющая одновременно роль фильтра для нефтепродукта, откачиваемого из резервуара.

Топливо-раздаточные колонки предназначены для заправки машин с одновременным замером количества выданного горючего или масла.

Несмотря на различия в конструкциях колонок, все они имеют в своем составе насос, счетчик жидкости, фильтр, раздаточный рукав и раздаточный кран.

Насос топливораздаточной колонки предназначается для перекачки топлива из резервуара АЗС в баки автомашин. Так как резервуар находится ниже колонки, то насос является самовсасывающим. Производительность насосов топливораздаточных колонок находится в пределах от 20 до 70 л/мин.

Счетчик жидкости служит для измерения расхода отпускаемого потребителям топлива или масла. Результаты мгновенных измерений суммируются и фиксируются на счетном устройстве как общее количество отпущенной жидкости.

Фильтр служит для очистки от механических примесей жидкости, поступающей в колонку.

Раздаточный рукав предназначается для перекачки жидкости и соединения колонки с раздаточным краном. В раздаточных колонках используются резино-тканевые бензостойкие рукава диаметром 25 мм на давление 0,4 МПа.

Раздаточный кран служит для быстрого отсечения струи горючего при достижении предельного уровня его в баке автомашины, чтобы тем самым предотвратить перелив и связанные с эти потери.

15. Трубопроводный транспорт газа

15.1. Развитие трубопроводного транспорта газа

Еще в древности «горючий воздух» — природный газ, вырвавшийся из вулканических трещин, собирали с помощью тростниковых трубочек в кожаные бурдюки и на выючных животных или морских судах перевозили в страны, население которых исповедовало зороастризм — культ огня.

За 200 лет до н. э. в китайских провинциях Юнань, Шу-Гуань и Шанси природный газ по бамбуковым трубам подавался от мест его выделения или добычи к местам потребления, где его использовали для отопления, освещения, приготовления пищи и выпарки рассола.

В VII веке неподалеку от селения Сураханы, близ Баку, где имелись естественные выходы газа на поверхность земли, был построен храм огнепоклонников. Газ подводился в храм по глиняным трубам.

В 1825 г. во Фредонии (США) был построен **первый металлический (свинцовый) трубопровод для подачи газа** потребителям. Первый крупный газопровод от промыслов на севере штата Индиана до Чикаго протяженностью 195 км и диаметром 200 мм был построен в 1891 г.

И в дальнейшем трубопроводный транспорт газа развивался преимущественно в США. В 1928...1932 г. были построены крупные магистральные газопроводы от месторождения Панхендл в Чикаго и Детройт (протяженностью 1570 и 1375 км соответственно). Затем вступил в строй Теннесийский газопровод длиной около 2000 км, по которому газ месторождений Техаса подавался в Западную Вирджинию.

В развитии трубопроводного транспорта газа в России можно выделить три этапа:

- I-й этап до 1956 г.;
- II-й этап с 1956 г. до распада СССР;
- III-й этап современный период.

Период до 1956 года Первые газопроводы местного значения появились в 1880—1890 гг. в районе Баку. Они предназначались для транспортировки попутного нефтяного газа, используемого в качестве промышленного и бытового топлива.

В 1925—1936 гг. в районе Баку было сооружено несколько газопроводов диаметром 300...400 мм небольшой протяженности для транспортирования попутного нефтяного газа с близлежащих нефтяных месторождений.

Попутный нефтяной газ, добываемый на нефтепромыслах Башкирии (район г. Ишимбая), в первые годы не использовался. Но уже в 1940 г. ишимбайские нефтяники начали газифицировать жилой фонд и общественные здания. В тяжелые годы войны газификация продолжалась, и к 1945 г. протяженность газопроводов в Ишимбае достигла 17 км, а общее потребление попутного нефтяного газа составило около 12 млн м³.

В августе 1942 г. за 20 дней был проложен 18-километровый газопровод Елшанка—Саратов. А в 1942—1943 гг. сооружен 160-километровый газопровод Похвистнево—Куйбышев диаметром 325 мм. Часть этого трубопровода (21,1 км) была построена из асбоцементных труб и соединялась с помощью специальных муфт. В остальном трубопровод был построен из стальных труб, из которых 69 км имели битумную изоляцию, нанесенную в стационарных условиях.

В сентябре 1944 г. Государственный комитет обороны принял решение о сооружении магистрального газопровода Саратов—Москва диаметром 325 мм и протяженностью 843 км. А 11 июля 1946 г. саратовский газ пришел в Москву. На это экономичное и экологически чистое топливо была переведена крупнейшая электростанция столицы, хлебозаводы, больницы, коммунально-бытовые предприятия. Первыми бытовыми потребителями газа стали жители Красной Пресни и Даниловской заставы. Москвичи расстались с керосинками, примусами, хлопотами по завозу, хранению и распиловке дров. Возле котельных исчезли горы угля и шлака.

В 1952 г. был введен в эксплуатацию второй крупный магистральный газопровод Дашава—Киев—Брянск—Москва общей протяженностью 1300 км и диаметром 529 мм. На нем впервые были применены отечественные газомотокомпрессоры (типа 10 ГК).

21 июля 1953 г. началась газификация г. Уфы—газовые горелки были зажжены в квартирах дома № 2 по улице Ленина. Для газоснабжения был использован попутный нефтяной газ Туймазинского месторождения, для чего был построен газопровод Туймазы—Уфа.

Общая протяженность газопроводов в стране к концу 1955 г. составила всего 4861 км.

Период с 1956 г. до распада СССР Данный период характеризуется началом интенсивного строительства газопроводов. В 1956 г. — на год раньше запланированного срока — введен в эксплуатацию газопровод Ставрополь — Москва (первая нитка), что позволило значительно увеличить подачу газа в столицу, а также организовать газоснабжение по отводам городов Ростов, Таганрог и др. В этот же период от новых месторождений были проложены газопроводы Ишимбай — Магнитогорск, Шкапово — Ишимбай, Казань — Горький, Саратов — Вольск, Муханово — Куйбышев, Серпухов — Ленинград и ряд других.

Если в прежние годы в нашей стране строили отдельные газопроводы, соединяющие газовые месторождения с промышленными центрами, то к началу 60-х годов начали формироваться целые газопроводные системы. Так, газопровод Краснодарский край — Ростов — Серпухов диаметром 820...1020 мм, протяженностью 1458 км совместно с первой и второй нитками газопровода Ставрополь — Москва образовали мощную газотранспортную систему Северный Кавказ — Центр.

В 1963—1966 гг. была построена двухниточная газопроводная система Бухара — Урал диаметром 1020 мм. Первая нитка пролегла от газового месторождения Газли до Челябинска и имела длину 1967 км, вторая — от Газли до Свердловска — 2163 км. По отводу от этой системы, построенному в 1966 г., природный газ пришел в Уфу.

В 1965 г. был введен в эксплуатацию первый северный газопровод Игрим-Серов диаметром 1020 мм и протяженностью 410 км. По нему газ Березовского месторождения подавался предприятиям Северного Урала. В дальнейшем этот газопровод был присоединен к системе Бухара — Урал.

После открытия в 1966 г. многопластового Ачаковского, а несколько позже Шатлыкского газовых месторождений было решено направить газ в центральные районы страны — в Москву и Ленинград. Началось строительство газотранспортной системы Средняя Азия — Центр. Первая нитка диаметром 1020 мм и протяженностью 2750 км была введена в эксплуатацию в 1967 г., вторая ($D=1220$ мм, $L=2694$ км) — в 1971 г., третья ($D=1220$ мм, $L=2694$ км) — в 1975 г., четвертая ($D=1420$ мм, $L=3682$ км) — в 1976 г. Уже в 1972 г. газотранспортная система Средняя Азия — Центр соединялась с центральной системой магистральных газопроводов.

В 1968...1969 гг. был построен самый северный в мире магистральный газопровод Мессояха — Норильск диаметром 720 мм и протяженностью 671 км. Чтобы исключить воздействие на вечную мерзлоту, его соорудили на опорах.

Продолжение строительства мощных газотранспортных систем в нашей стране связано с освоением газовых месторождений Севера Тюменской области.

Газопроводная система Надым—Урал—Центр диаметром 1220...1420 мм и протяженностью 3600 км, построенная в 1974 г., берет начало от месторождения Медвежье. Уникальной, не имеющей аналогов в мире, является система трансконтинентальных газопроводов большого диаметра, берущих начало от Уренгойского месторождения (табл. 15.1).

Таблица 15.1 — Трубопроводы для уренгойского газа

Трубопроводы	Диаметр, мм	Длина, км	Число КС	Год ввода в эксплуатацию
Уренгой-Ужгород (1-ая нитка)	1220	4000	35	1978
Уренгой-Новопсков (1-ая нитка)	1420	6000	53	1980
Уренгой-Грязовец	1420	2297	16	1981
Уренгой-Петровск	1420	2731	24	1982
Уренгой-Новопсков (2-ая нитка)	1420	3341	30	1983
Уренгой-Ужгород (2-ая нитка)	1420	4451	41	1983
Уренгой-Центр(1-ая нитка)	1420	3429	30	1984
Уренгой-Центр(2-ая нитка)	1420	3384	30	1985

Общая стоимость этого крупнейшего в мире газотранспортного комплекса превышает затраты на строительство БАМа, КамАЗа, ВАЗа и Атоммаша вместе взятых.

Основным проектом трубопроводного строительства в 1986—1990 гг. стала шестиниточная газотранспортная система для подачи ямбургского газа в центр страны и на экспорт. Общая протяженность входящих в эту систему газопроводов (Ямбург—Елец I, Ямбург—Елец II, Ямбург—Тула I, Ямбург—Тула II, Ямбург—Поволжье, Ямбург—Западная граница) составляет 28,7 тыс. км. На магистралях сооружено 170 компрессорных станций.

Сведения об изменении протяженности газопроводов в нашей стране приведены в табл. 15.2.

Таблица 15.2 — Изменение протяженности магистральных газопроводов в СССР

Год	1940	1945	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990
Протяженность, тыс. км	0,33	0,62	2,31	4,86	21,0	41,8	67,5	98,7	132,7	179,0	209,0

Современный период Единая система газоснабжения (ЕСГ) России (рис. 15.1)— это широко разветвленная сеть магистральных газопроводов, обеспечивающих потребителей газом с газовых месторождений Тюменской области, Республики Коми, Оренбургской и Астраханской областей.



Рис. 15.1. Схема важнейших газопроводов России

Протяженность газопроводов, находящихся в ведении ПАО «Газпром», на 1 января 2003 г. составляла около 150 тыс. км, что превышает протяженность российских нефте- и нефтепродуктопроводов вместе взятых. Более 60% газопроводов имеют диаметр 1220...1420 мм, а свыше 35% работают с давлением 7,5 МПа. Перекачку газа осуществляют 254 компрессорные станции суммарной мощностью 42,5 млн кВт. Средняя дальность транспортировки газа составляет около 2500 км.

Главной задачей ПАО «Газпром» в области транспорта является обеспечение эффективного функционирования и развития Единой системы газоснабжения, а также поставки газа в страны ближнего и дальнего зарубежья.

ЕСГ России являлась ядром ЕСГ СССР, которая в течение более 30 лет формировалась как единый технологический комплекс, обеспечивающий надежное и бесперебойное газоснабжение потребителей. Оперативное изменение потоков газа в ЕСГ позволяет увеличивать его подачу тем

потребителям, которые испытывают перебои с поставкой других источников энергии, покрывать дефицит топлива в коммунально-бытовом секторе и для отопления в периоды резких похолоданий, когда расход газа резко увеличивается. В это время, а также при аварийных ситуациях в маневрирование потоками газа вовлекаются все резервы и ресурсы системы, используется также аккумулирующая способность ЕСГ, технологический запас газа в трубопроводах которой достигает 9 млрд м³.

Одна из важных задач — **реконструкция и модернизация объектов ЕСГ** с целью повышения надежности и экономической эффективности транспортировки газа. Средний «возраст» газопроводов в настоящее время превышает 16 лет, а 23% из них отработали более 30 лет. Поэтому необходимым условием надежного функционирования газотранспортных систем является прокладка новых газопроводов на отдельных участках, строительство и ввод в действие ряда новых распределительных газопроводов и перемычек, переизоляция труб и т. д. Производится замена ГПА на менее энергоемкие.

В ближайшие годы увеличение добычи газа будет достигнуто за счет наращивания мощностей на действующих и ввода новых месторождений в Надым-Пур-Тазовском районе. Уже сейчас здесь берут начало 20 магистральных газопроводов проектной производительностью 578 млрд м³. В ближайшие годы из этого же региона планируется построить три газопровода: Северные Районы Тюменской Области (СРТО) — Торжок, СРТО — Нечерноземье, СРТО — Богандинская суммарной производительностью 89 млрд м³.

Повышения надежности и маневренности ЕСГ планируется достичь строительством газопроводов-перемычек Тула — Торжок, Починки — Изобильное — Северо-Ставропольское подземное хранилище газа, КС Полянская — Оренбург и др.

Газификация новых районов — одна из приоритетных задач РАО «Газпром». Такими районами на ближайшую перспективу будут север европейской части России и юг Западной Сибири.

В рамках указанных проектов планируется строительство газопровода отвода к Архангельску и Северодвинску производительностью 5 млрд м³ в год и протяженностью 800 км. Для газификации Мурманской области планируется построить газопровод производительностью 3,3 млрд м³ в год и протяженностью более 1000 км с четырьмя компрессорными станциями. Окончание строительства намечено на 2004 г. Газификацию Алтайского края, где наиболее крупными потребителями являются города Барнаул, Рубцовск и Бийск, предполагается осуществить в три этапа, обеспечив к 2005 г. подачу газа в объеме более 6,3 млрд м³ в год.

Будет расширяться экспорт российского газа. По современным оценкам, после 2000 г. собственная добыча газа в Западной Европе будет снижаться и поэтому странам региона потребуется значительное увеличение его импорта. Поэтому РАО «Газпром» после 2000 г. планирует увеличить экспортные поставки газа на 50 млрд м³. Для этого будет построен экспортный газопровод Ямал—Европа протяженностью 5802 км с 34 компрессорными станциями.

Трасса газопровода пройдет по тундре, пересечет акваторию Байда-рацкой губы (70 км) и выйдет на материковую часть западнее предгорий Полярного Урала. Далее в европейской части России трасса пройдет по территориям Республики Коми, Архангельской, Вологодской, Ярославской, Тверской областей и в районе Торжка газопровод будет подключен к ЕСГ России. Трехниточная система газопроводов на территории России на протяжении 400 км пройдет по районам вечной мерзлоты, пересечет 60 км заболоченных участков и более 160 км лесных массивов.

За рубежом предполагается подключение системы газопроводов Ямал—Европа к таким крупным западноевропейским магистралям, как MEGAL и TENP (Германия), к системам Газюни (Голландия), Трансгаза (Чехия) и другим.

Полное развитие системы намечено завершить до 2005 г. Срок работы системы после пуска составит не менее 33 лет.

В декабре 1997 г. подписано соглашение об увеличении поставок российского газа в Турцию: к 2010 г. они должны возрасти до 30 млрд м³ в год. Для этого построен новый газопровод производительностью 16 млрд м³ в год через Черное море (проект «Голубой поток»).

Уникальность морского участка газопровода «Голубой поток» состоит в том, что впервые в мировой практике сооружен трубопровод диаметром 600 мм на глубине свыше 2 км без промежуточных компрессорных станций.

Имеется также ряд других проектов развития сети экспортных газопроводов России. Так, «Газпром» совместно с финской компанией «Несте» прорабатывает варианты строительства Североевропейского газопровода для подачи российского газа через Балтийское море на север Германии. Прорабатывается целый ряд проектов поставок газа из России с Азиатско-Тихоокеанский регион от месторождений Западной и Восточной Европы (в Монголию, Китай, Южную Корею и другие страны).

15.2. Свойства газов, влияющие на технологию их транспорта

Основными свойствами газов, влияющими на технологию их транспорта по трубопроводам, являются плотность, вязкость, сжимаемость и способность образовывать газовые гидраты.

Плотность газов зависит от давления и температуры. Так как при движении по газопроводу давление уменьшается, то плотность газа снижается и скорость его движения возрастает. Таким образом, в отличие от нефте- и нефтепродуктопроводов транспортируемая среда в газопроводах движется с ускорением.

Вязкость газов в отличие от вязкости жидкостей изменяется прямо пропорционально изменению температуры, т. е. при увеличении температуры она также возрастает и наоборот. Это свойство используют на практике: охлаждая газы после компримирования, добиваются уменьшения потерь давления на преодоление сил трения в газопроводах.

Сжимаемость — это свойство газов уменьшать свой объем при увеличении давления. Благодаря свойству сжимаемости в специальных емкостях — газгольдерах высокого давления — можно хранить количество газа, в десятки раз превышающие геометрический объем емкости.

Если газ содержит пары воды, то при определенных сочетаниях давления и температуры он образует гидраты — белую кристаллическую массу, похожую на лед или снег. Гидраты уменьшают, а порой и полностью перекрывают сечение газопровода, образуя пробку. Чтобы избежать этого газ до закачки в газопровод подвергают осушке.

Охлаждение газа при дросселировании давления называется эффектом Джоуля-Томсона. Интенсивность охлаждения характеризуется одноименным коэффициентом D_i , величина которого зависит от давления и температуры газа. Например, при давлении 5,15 МПа и температуре 0 °С величина $D_i = 3,8$ град/МПа. Если дросселировать давление газа с 5,15 МПа до атмосферного, его температура вследствие проявления эффекта Джоуля-Томсона понизится примерно на 20 градусов.

15.3. Классификация магистральных газопроводов

Магистральным газопроводом (МГ) называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления. Движение газа по магистральному газопроводу обеспечивается **компрессорными станциями (КС)**, сооружаемыми по трассе через определенные расстояния.

Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к МГ и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

Магистральные газопроводы классифицируются по величине рабочего давления и по категориям.

В зависимости от рабочего давления в трубопроводе магистральные газопроводы подразделяются на два класса:

- I классот 2,5 до 10 МПа включительно;
- II классот 1,2 МПа до 2,5 МПа включительно.

Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным. Это внутрипромысловые, внутризаводские, подводящие газопроводы, газовые сети в городах и населенных пунктах, а также другие газопроводы.

В зависимости от назначения и диаметра, с учетом требований безопасности эксплуатации магистральные газопроводы и их участки подразделяются на пять категорий: В, I, II, III и IV. Категория газопроводов определяется способом прокладки, диаметром и условиями монтажа.

15.4. Основные объекты и сооружения магистрального газопровода

В состав МГ входят следующие основные объекты (рис. 15.2):

- головные сооружения;
- компрессорные станции;
- газораспределительные станции (ГРС);
- подземные хранилища газа;
- линейные сооружения.

На **головных сооружениях** производится подготовка добываемого газа к транспортировке (очистка, осушка и т. д.). В начальный период разработки месторождений давление газа, как правило, настолько велико, что необходимости в головной компрессорной станции нет. Ее строят позднее, уже после ввода газопровода в эксплуатацию.

Компрессорные станции предназначены для перекачки газа. Кроме того, на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Принципиальная технологическая схема компрессорной станции приведена на рис. 15.3. Газ из магистрального газопровода 1 через откры-

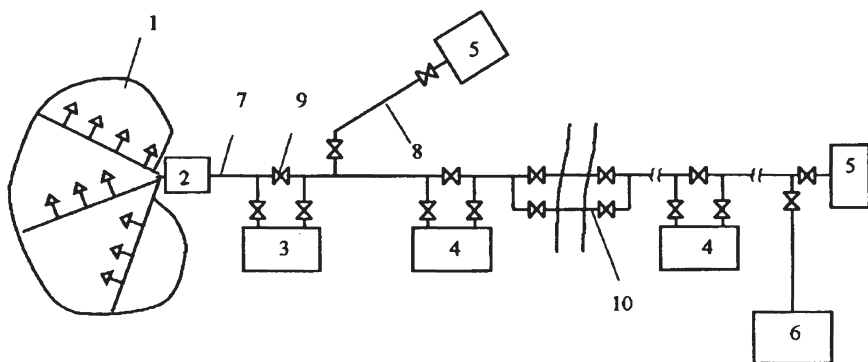


Рис. 15.2. Схема магистрального газопровода:
 1—газоборные сети; 2—промысловый пункт сбора газа; 3—головные сооружения; 4—компрессорная станция; 5—газораспределительная станция; 6—подземные хранилища; 7—магистральный трубопровод; 8—ответвления от магистрального трубопровода; 9—линейная арматура; 10—двухниточный проход через водную преграду

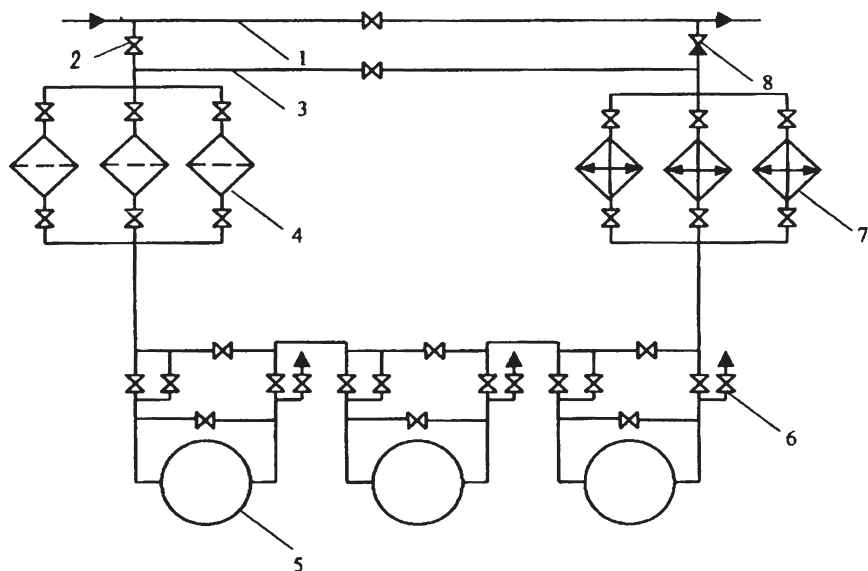


Рис. 15.3. Технологическая схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями;
 1—магистральный газопровод; 2—кран; 3—байпасная линия;
 4—пылеуловители; 5—газоперекачивающий агрегат; 6—продувные свечи;
 7—АВО газа; 8—обратный клапан

тый кран 2 поступает в блок пылеуловителей 4. После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами (ГПА) 5. Далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения (АВО) 7 и через обратный клапан 8 поступает в магистральный газопровод 1.

Объекты компрессорной станции, где происходит очистка, компримирование и охлаждение, т. е. пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и АВО, называются основными. Для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения, вентиляции, маслоснабжения и т. д.

Газораспределительные станции сооружают в конце каждого магистрального газопровода или отвода от него.

Высоконапорный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть непосредственно подан потребителям, поскольку газовое оборудование, применяемое в промышленности и быту, рассчитано на сравнительно низкое давление. Кроме того, газ должен быть очищен от примесей (механических частиц и конденсата), чтобы обеспечить надежную работу оборудования. Наконец, для обнаружения утечек газу должен быть придан резкий специфический запах. Операцию придания газу запаха называют **одоризацией**.

Понижение давления газа до требуемого уровня, его очистка, одоризация и измерение расхода осуществляются на газораспределительной станции (ГРС). Принципиальная схема ГРС приведена на рис. 15.4.

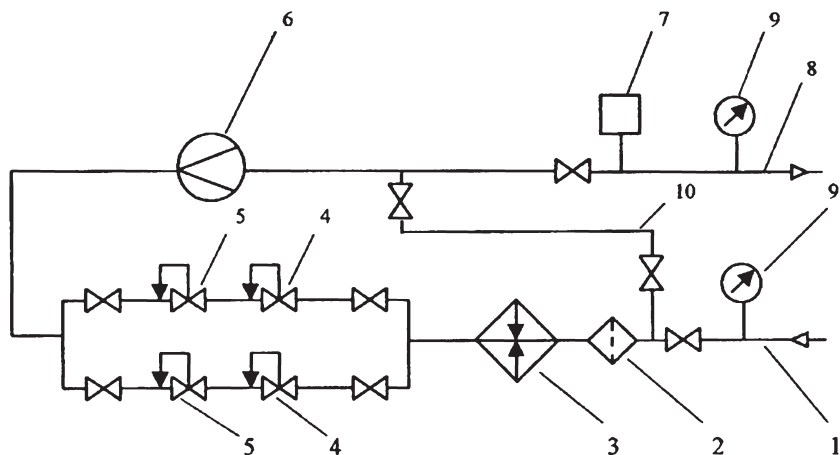


Рис. 15.4. Принципиальная схема ГРС:

1 – входной трубопровод; 2 – фильтр; 3 – подогреватель газа; 4 – контрольный клапан; 5 – регулятор давления типа «после себя»; 6 – расходомер газа; 7 – одоризатор; 8 – обратный клапан; 9 – манометр; 10 – байпас

Газ по входному трубопроводу 1 поступает на ГРС. Здесь он последовательно очищается в фильтре 2, нагревается в подогревателе 3 и редуцируется в регуляторах давления 5. Далее расход газа измеряется расходомером 6 и в него с помощью одоризатора 7 вводится одорант — жидкость, придающая газу запах.

Необходимость подогрева газа перед редуцированием связана с тем, что дросселирование давления сопровождается (согласно эффекту Джоуля-Томсона) охлаждением газа, создающим опасность закупорки трубопроводов ГРС газовыми гидратами.

Подземные хранилища газа служат для компенсации неравномерности газопотребления. Использование подземных структур для хранения газа позволяет очень существенно уменьшить металлозатраты и капиталовложения в хранилища.

Линейные сооружения газопроводов отличаются от аналогичных сооружений нефте- и нефтепродуктопроводов тем, что вместо линейных задвижек используются линейные шаровые краны, а кроме того — для сбора выпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники.

Длина магистрального газопровода может составлять от десятков до нескольких тысяч километров, а диаметр — от 150 до 1420 мм. Большая часть газопроводов имеет диаметр от 720 до 1420 мм. Трубы и арматура магистральных газопроводов рассчитаны на рабочее давление до 7,5 МПа.

15.5. Газоперекачивающие агрегаты

В качестве газоперекачивающих агрегатов применяются поршневые газомотокомпрессоры или центробежные нагнетатели.

Поршневые газомотокомпрессоры представляют собой агрегат, в котором объединены силовая часть (привод) и компрессор для сжатия газа. Принцип работы поршневого компрессора такой же, как у поршневого насоса.

Наиболее распространенными типами газомотокомпрессоров являются 10 ГК, 10 ГКН, МК-10 и ГПА-5000 (табл. 15.3), имеющие подачу от 0,8 до 10,0 млн м³/сут и развивающие давление 5,5 МПа. Поршневые газомотокомпрессоры отличаются высокой эксплуатационной надежностью, способностью работать в широком диапазоне рабочих давлений, возможностью регулировать подачу за счет изменения «вредного» пространства и частоты вращения.

Область преимущественного применения поршневых газомотокомпрессоров — трубопроводы для перекачки нефтяного газа и станции подземного хранения газа.

Таблица 15.3 — Основные параметры ГПА, используемых на КС

Тип ГПА (завод-изготовитель)	Давление на выходе КС, МПа	Марка нагнетателя	Номинальные значения		
			Пода- ча, млн м ³ / сут	Степень сжатия в одном агрегате	Мощность, кВт
Привод от газового двигателя					
10 ГКН-1/25-55	5,5	—	0,856	2,2	990
МК-8(25-43)-56	5,6	—	1,538—5,28	2,24-1,3	2060
ГПА-5000/(33-44)-56	5,6	—	6,9—8,5	1,47-1,27	3700
ДР-12/(35-46)-56	5,6	—	8,04—13,3	1,6-1,24	5500
Привод от электродвигателя					
СТД-4000-2 (Энергомаш)	5,6	280-12-7	11	1,25	4000
Привод от газовой турбины					
ГТН-6 (УТМЗ)	5,6	Н-6-56	20	1,23	6000
ГТН-6 (УТМЗ)	7,6	Н-6-76	19	1,23	6000
ГТК-10-4 (НЗЛ)	5,6	520-12-1	29	1,25	10000
ГТК-10-4 (НЗЛ)	7,6	370-18-1	37	1,25	10000
ГТК-16 (УТМЗ)	5,6	Н-16-56	52	1,25	16000
ГТК-16 (УТМЗ)	7,6	Н-16-76	52	1,25	16000
ГТК-16 (УТМЗ)	7,6	Н-16-76/1,25	52	1,25	16000
ГТК-16 (УТМЗ)	7,6	Н-16-76/1,37	40	1,37	16000
ГТК-16 (УТМЗ)	7,6	Н-16-76/1,44	32	1,44	16000
ГТН-25 (НЗЛ)	7,6	650-21-2	53	1,44	25000
ГПА-Ц-6,3 с авиационным двигателем НК-12СГ	5,6	—	10	1,45	6000

Примечание. УТМЗ— Уральский турбомоторный завод им. К. Е. Ворошилова;
НЗЛ— Невский машиностроительный завод им. В. И. Ленина

На магистральных газопроводах пропускной способностью более 10 млн м³/сут применяют **центробежные нагнетатели с газотурбинным приводом или электроприводом**.

Принцип работы центробежных нагнетателей аналогичен работе центробежных насосов. Наиболее распространенным приводом нагнетателей на компрессорных станциях является **газотурбинный**. В состав газотурбинной установки входят (рис. 15.5): турбодетандер 1, редуктор 2, воздушный компрессор 3, блок камер сгорания 4, турбины высокого 5 и низкого 6 давлений. **Турбодетандер** является пусковым двигателем установки, работающим на природном газе. Расчетная продолжительность пуска агрегата из холодного состояния— 15 мин. Турбодетандер 1 через редуктор 2 запускает в работу **воздушный компрессор** 3. Атмосферный воздух засасывается компрессором и сжимается в нем до рабочего давления.

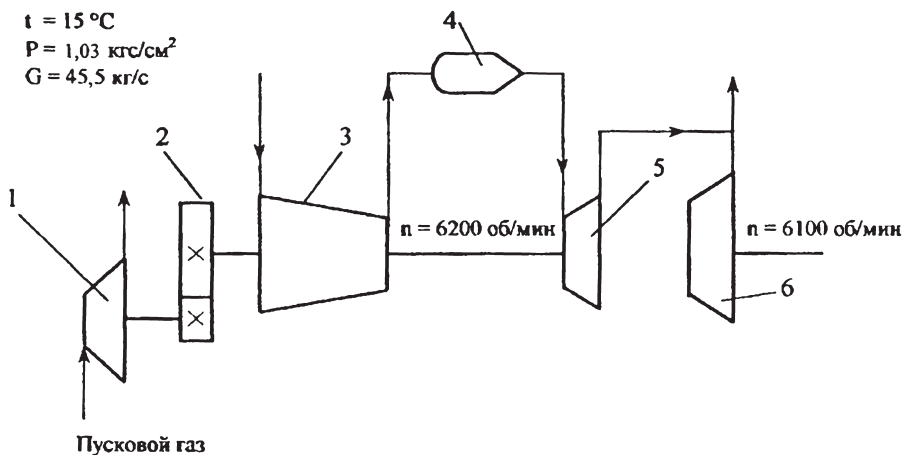


Рис. 15.5. Принципиальная схема установки ГТ-6-750:

1 — турбодетандер; 2 — редуктор; 3 — воздушный компрессор; 4 — блок камер сгорания; 5 — турбина высокого давления; 6 — турбина низкого давления

Далее сжатый воздух направляется в **блок камер сгорания 4**, где он нагревается за счет сжигания природного газа. Продукты сгорания направляются в **газовую турбину** (сначала высокого, а затем низкого давления), где они расширяются. Процесс расширения сопровождается падением давления и температуры, но увеличением скорости потока газа, используемого для вращения ротора турбины. Отработавший газ через выхлопной патрубок выходит в окружающую среду.

На газопроводах применяются газовые турбины мощностью от 2500 до 25 000 кВт.

Начиная с 1974 г., на отечественных магистральных газопроводах в качестве привода центробежных нагнетателей начали применять авиационные двигатели, отработавшие свой ресурс. После относительно небольшого числа часов работы их по соображениям безопасности полетов снимают с самолетов. Однако они способны еще длительное время с большой надежностью работать на земле.

Недостатком газотурбинного привода является относительно невысокий КПД (не выше 30%), а также высокое потребление газа на собственные нужды в качестве топлива.

В последние годы в качестве привода центробежных нагнетателей все шире используются **электродвигатели** АЗ-4500-1500, СТМ-4000-2, СТД-4000-2, СДСЗ-4500-1500. Они подключаются к нагнетателям через повышающий редуктор.

15.6. Аппараты для охлаждения газа

Необходимость охлаждения газа обусловлена следующим. При компримировании он нагревается. Это приводит к увеличению вязкости газа и, соответственно, затрат мощности на перекачку. Кроме того, увеличение температуры газа отрицательно влияет на состояние изоляции газопровода, вызывает дополнительные продольные напряжения в его стенке.

Газ охлаждают водой и воздухом. При его охлаждении водой используют различные теплообменные аппараты (кожухотрубные, оросительные, типа «труба в трубе»), которые с помощью системы трубопроводов и насоса подключены к устройствам для охлаждения воды. Данный способ охлаждения газа используется, как правило, совместно с поршневыми газомотокомпрессорами.

На магистральных газопроводах наиболее широкое распространение получил способ охлаждения газа атмосферным воздухом. Для этой цели применяют **аппараты воздушного охлаждения** (АВО) газа различных типов.

Общий вид АВО показан на рис. 15.6. Конструктивно он представляет собой мощный вентилятор с диаметром лопастей 2...7 м, который нагнетает воздух снизу вверх, где по пучкам параллельных труб движется охлаждаемый газ. Для интенсификации теплообмена трубы выполняют оребренными. В качестве привода вентиляторов используются электродвигатели мощностью от 10 до 100 кВт.

Достоинствами АВО являются простота конструкции, надежность работы, отсутствие необходимости в предварительной подготовке хладагента (воздуха).

15.7. Особенности трубопроводного транспорта сжиженных газов

При сжижении природного газа, его объем при атмосферном давлении уменьшается примерно в 630 раз. Благодаря этому, можно значительно уменьшить диаметр трубопроводов для транспортировки больших объемов газа, получив значительную экономию капиталовложений.

Метан становится жидкостью при атмосферном давлении, если его охладить до минус 162 °С. При давлении 5 МПа он останется жидкостью, если его температура не превысит минус 85 °С. Таким образом, трубо-

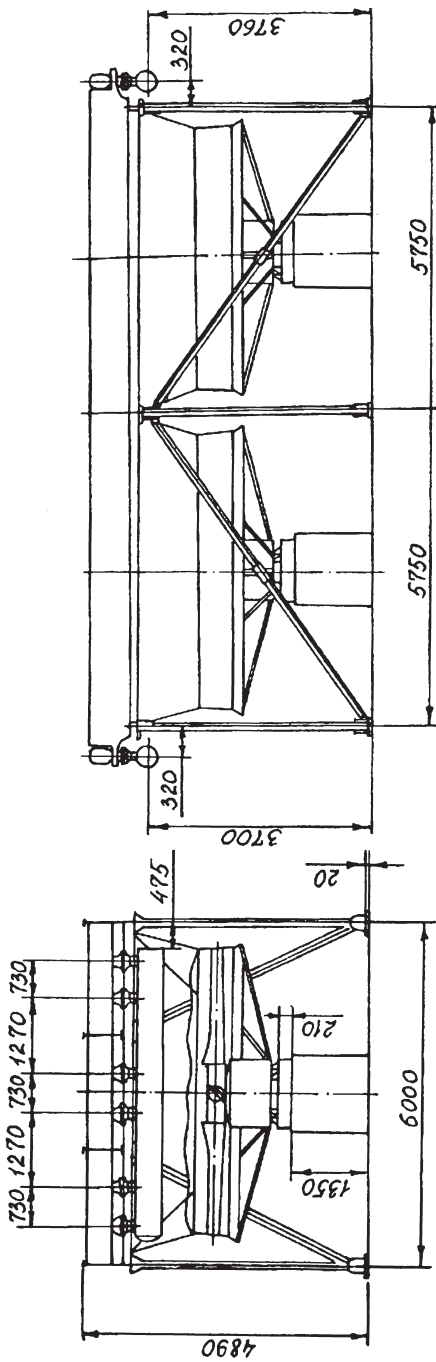


Рис. 15.6. Аппарат воздушного охлаждения (АВО) газа

проводный транспорт сжиженного природного газа (СПГ) возможен только при низких температурах.

Принципиальная схема перекачки сжиженного природного газа приведена на рис. 15.7.

Газ с промыслов поступает на головной завод сжижения (ГЗС), где производится его очистка, осушка, сжижение и отделение неконденсирующихся примесей.

Вблизи от ГЗС или даже непосредственно на его территории размещается головная насосная станция ГНС. В ее состав входят приемные емкости 2, подпорная 3 и основная 4 насосные, а также узел учета 5.

Емкости 2 служат для приема СПГ с завода, а также для хранения некоторого его запаса с целью обеспечения бесперебойности работы трубопровода. Как правило, на ГНС устанавливаются горизонтальные цилиндрические емкости высокого давления.

Перекачка сжиженных газов осуществляется центробежными насосами, но других типов, чем применяемые при перекачке нефти и нефтепродуктов. Благодаря малой вязкости СПГ, мощность, потребляемая насосами в этом случае меньше, чем при работе на воде. Но давление на входе в насосы должно быть значительно выше, чтобы предотвратить регазификацию СПГ.

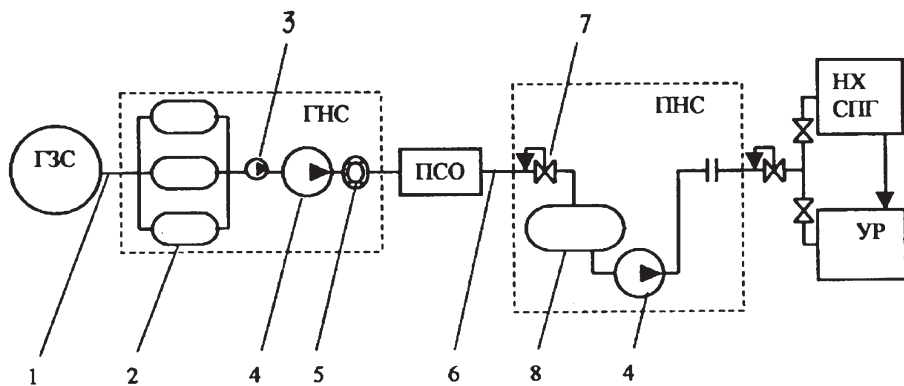


Рис. 15.7. Принципиальная схема перекачки сжиженного природного газа: 1 – подводящий трубопровод; 2 – приемные емкости; 3 – подпорная насосная; 4 – основная насосная; 5 – узел учета; 6 – магистральный трубопровод; 7 – регулятор типа «до себя»; 8 – буферная емкость; ГЗС – головной завод сжижения; ГНС – головная насосная станция; ПСО – промежуточная станция охлаждения; ПНС – промежуточная насосная станция; НХ СПГ – низкотемпературное хранилище СПГ; УР – установка регазификации

Перекачка сжиженного природного газа осуществляется под давлением 4...5 МПа и при температуре минус 100...120 °С. Чтобы предотвратить нагрев газа за счет теплопритока от окружающей среды, трубопроводы СПГ покрывают тепловой изоляцией, а вдоль трассы размещают промежуточные станции охлаждения (ПСО). Промежуточные насосные станции (ПНС) располагаются на расстоянии 100...400 км друг от друга. Это, как правило, больше, чем при перекачке нефти и нефтепродуктов, т. к. СПГ имеет меньшую вязкость.

Центробежные насосы очень чувствительны к наличию газа в перекачиваемой жидкости: при его содержании более 2% происходит срыв их работы, т. е. перекачка прекращается. Чтобы предотвратить регазификацию СПГ в трубопроводах поддерживают давление, не менее чем на 0,5 МПа превышающее давление упругости его паров при температуре перекачки. Для этого на входе в промежуточные насосные станции и в конце трубопровода устанавливают регуляторы давления 7 типа «до себя». Кроме того, для отделения газовой фазы, которая может образоваться в нештатных ситуациях (снижение давления при остановках насосов, разрывах трубопровода и т. п.), перед насосами на насосных станциях устанавливают буферные емкости 8. В конце трубопровода размещаются низкотемпературное хранилище (НХ СПГ) и установка регазификации (УР) сжиженного газа. Низкотемпературное хранилище служит для создания запасов СПГ, в частности для компенсации неравномерности газопотребления. На установке регазификации СПГ переводится в газообразное состояние перед его отпуском потребителям.

По сравнению с транспортировкой природного газа в обычном состоянии при перекачке СПГ общие металлозатраты в систему, включая головной завод сжижения, низкотемпературное хранилище, установку регазификации, в 3...4 раза меньше. Кроме того, уменьшается расход газа на перекачку, вследствие низкой температуры снижается интенсивность коррозионных процессов.

Вместе с тем данный способ транспортировки газа имеет свои недостатки:

- Для строительства линейной части и резервуаров применяются стали с содержанием никеля до 9%. Они сохраняют работоспособность в условиях низких температур перекачки, однако в 6 раз дороже обычной углеродистой стали.
- Перекачка СПГ должна вестись специальными криогенными насосами.
- При авариях потери газа значительно больше, чем в случае его транспортировки по обычной технологии.

Кроме природного в сжиженном состоянии транспортируются и другие газы. Но наиболее широкое распространение получил трубопровод-

ный транспорт **сжиженных углеводородных газов (СУГ)**: этана, этилена, пропана, бутана и их смесей.

Основным сырьем для производства сжиженных углеводородных газов являются попутный нефтяной газ, «жирный» газ газоконденсатных месторождений и газы нефтепереработки. Название сжиженного углеводородного газа принимают по наименованию компонентов, оставляющих большую его часть.

Сведения о давлении упругости насыщенных паров некоторых индивидуальных углеводородов приведены в табл. 15.4. Из нее видно, что условия сохранения СУГ в жидком состоянии значительно менее жесткие. Так, даже при 20 °С для сохранения жидкого состояния пропана достаточно поддерживать давление всего 0,85 МПа.

По этой причине сжиженные углеводородные газы, как правило, транспортируют при температуре окружающей среды. Соответственно, отпадает необходимость в спецсталих для изготовления труб, резервуаров и оборудования, тепловой изоляции, промежуточных станциях охлаждения. Поэтому трубопроводы СУГ значительно дешевле трубопроводов СПГ.

С другой стороны, компоненты СУГ тяжелее воздуха. Поэтому при регазификации данные газы занимают положение у поверхности земли, создавая взрывоопасную среду. Этим определяется высокая потенциальная опасность трубопроводов СУГ, когда даже небольшая утечка способна привести к трагическим последствиям.

Таблица 15.4 — **Зависимость давления упругости насыщенных паров углеводородов от температуры**

Температура, °С	Давление упругости паров, МПа			
	этан	пропан	изобутан	н-бутан
0	2,43	0,48	0,16	0,12
10	3,08	0,65	0,23	0,17
20	3,84	0,85	0,31	0,24
30	4,74	1,09	0,42	0,32

16. Хранение и распределение газа

16.1. Неравномерность газопотребления и методы ее компенсации

Расходование газа промышленными и особенно коммунально-бытовыми потребителями, как правило, неравномерно и колеблется в течение суток, недели и года.

В часы приготовления и потребления пищи (рис. 16.1) расходование газа выше, чем в другое время суток. В выходные дни расход газа выше, чем в будни. Зимой расход газа всегда больше, чем летом, когда выключается отопительная система. Поскольку газ по газопроводу подается в одном и том же количестве, исходя из среднечасового расхода, то в одни

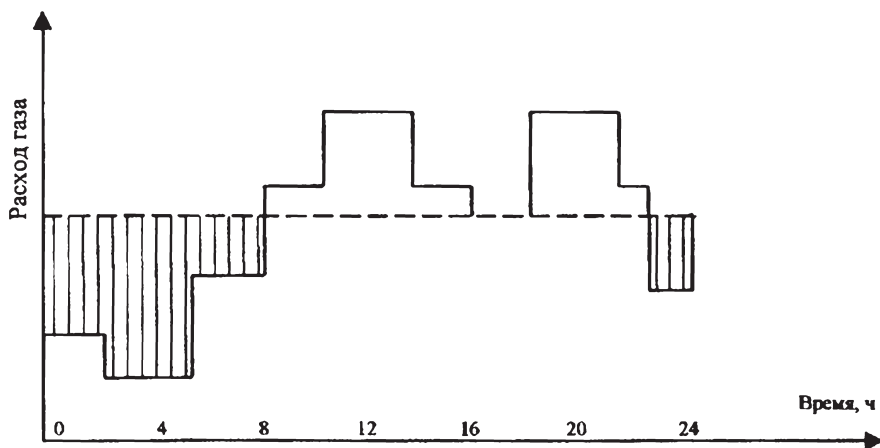


Рис. 16.1. График суточного потребления газа
— — — — среднесуточный расход газа;
— — — — фактический расход газа;
□ — избыток газа;
▨ — нехватка газа;

периоды времени (днем, в выходные и воскресные дни) возможна его нехватка, а в другие (ночью, в будни) — избыток.

Чтобы газоснабжение потребителей было надежным, избыток газа необходимо где-то аккумулировать, с тем чтобы выдавать его в газовую сеть в периоды пикового газопотребления.

Для компенсации неравномерности потребления газа в течение суток, недели широко используется **метод его аккумуляирования в последнем участке газопровода**. В принципе газопровод представляет собой протяженную емкость большого геометрического объема. Чем больше давление, тем больше газа она вмещает. Увеличивая противодавление в конце газопровода в периоды пониженного газопотребления, можно накапливать газ в трубопроводе, не прекращая при этом его перекачки.

Для компенсации суточной неравномерности газопотребления используют также газгольдеры высокого и низкого давления — сосуды специальной конструкции.

Для покрытия сезонной неравномерности газопотребления требуются крупные хранилища. На газгольдеры в этом случае расходуется слишком много стали и требуются значительные площади для их установки. Поэтому компенсацию сезонной неравномерности газопотребления осуществляют с помощью **подземных хранилищ**, удельный расход металла на сооружение которых в 20...25 раз меньше.

16.2. Хранение газа в газгольдерах

Газгольдерами называют сосуды большого объема, предназначенные для хранения газов под давлением. Различают газгольдеры низкого (4000 Па) и высокого (от $7 \cdot 10^4$ до $30 \cdot 10^4 \text{ Па}$) давления. В газгольдерах первого типа рабочий объем является переменным, а давление газа в процессе наполнения или опорожнения изменяется незначительно. Они бывают мокрые и сухие. **Мокрые газгольдеры** (рис. 16.2а) состоят из двух основных частей — вертикального цилиндрического резервуара 1, заполненного водой (неподвижная часть) и колокола 2, помещенного внутри резервуара и представляющего собой цилиндр, открытый снизу и имеющий сферическую кровлю (подвижная часть). Для облегчения перемещения колокола служат ролики 3. Закачка и отбор газа осуществляются по газопроводу 4.

Принцип работы мокрого газгольдера следующий. При закачке газа в газгольдер давление под колоколом возрастает и вода частично вытесняется в кольцевое пространство между резервуаром и колоколом. Она

играет роль гидравлического уплотнения. Как только давление газа превысит нагрузку, создаваемую массой колокола, последний начинает перемещаться вверх, освобождая объем для новых количеств газа. При опорожнении газгольдера давление газа под колоколом уменьшается и он опускается.

Для более полного использования объема колокола его высота должна быть равна высоте резервуара. У газгольдеров большого (свыше 6000 м³) объема подвижную часть разбивают на несколько звеньев, вкладывающихся друг в друга подобно телескопу. Чтобы избежать перекосов при перемещении подвижных частей, а также для восприятия горизонтальных нагрузок (например, ветровых) к резервуару крепят направляющие, по которым перемещаются ролики, закрепленные в верхней части колокола (на рисунке не показаны).

Сухие газгольдеры (рис. 16.2б) состоят из вертикального корпуса цилиндрической или многогранной формы с днищем и кровлей, внутри которого находится подвижная шайба (поршень), снабженная специальным уплотнением. Принцип работы сухого газгольдера аналогичен работе паровой машины. Под давлением газа, подаваемого под шайбу, она поднимается вверх до определенного предела, а при отборе газа — опускается вниз, поддерживая своей массой постоянное давление в газгольдере. Сухие газгольдеры менее надежны, чем мокрые, но и менее металлоемки.

Недостатком газгольдеров низкого давления является то, что они обладают относительно низкой аккумулялирующей способностью.

Газгольдеры высокого давления имеют неизменный геометрический объем, но давление в них по мере наполнения или опорожнения изменяется. Хотя геометрический объем газгольдеров этого класса много меньше объема газгольдеров низкого давления, количество хранимого в них газа может быть значительным, благодаря высокому давлению. Так, если в мокром газгольдере объемом 100 м³ под давлением 4000 Па можно хранить 104 м³ газа, то в газгольдере с давлением 1,6 МПа того же геометрического объема — 1700 м³, т. е. почти в 17 раз больше.

Газгольдеры высокого давления бывают цилиндрические и сферические. **Цилиндрические газгольдеры** (рис. 16.3) имеют геометрический объем от 50 до 270 м³. Поскольку у всех них внутренний диаметр равен 3,2 м, то различаются они лишь длиной цилиндрической части — обечайки 1. С обеих сторон к обечайке приварены днища 2, имеющие вид полусферы. Для контроля за давлением газа в газгольдере используются манометры 3. Газгольдер устанавливается на фундамент 4 горизонтально либо вертикально.

Цилиндрические газгольдеры рассчитаны на давление от 0,25 до 2 МПа. Толщина их стенки может достигать 30 мм.

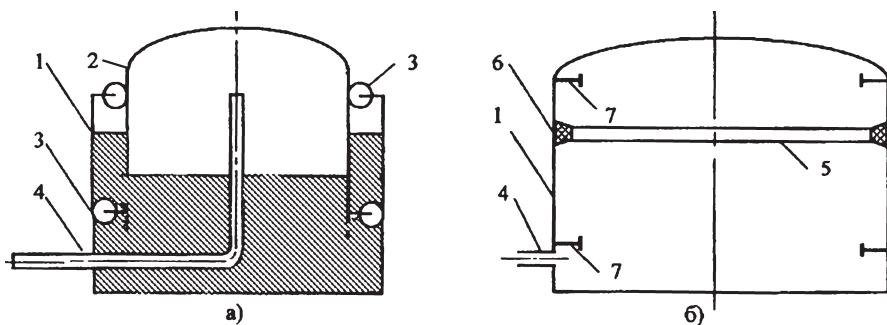


Рис. 16.2. Принципиальная схема газгольдеров низкого давления:
 а) мокрый; б) сухой;
 1—резервуар; 2—колокол; 3—ролики; 4—газопровод; 5—шайба;
 6—уплотнение; 7—ограничитель хода

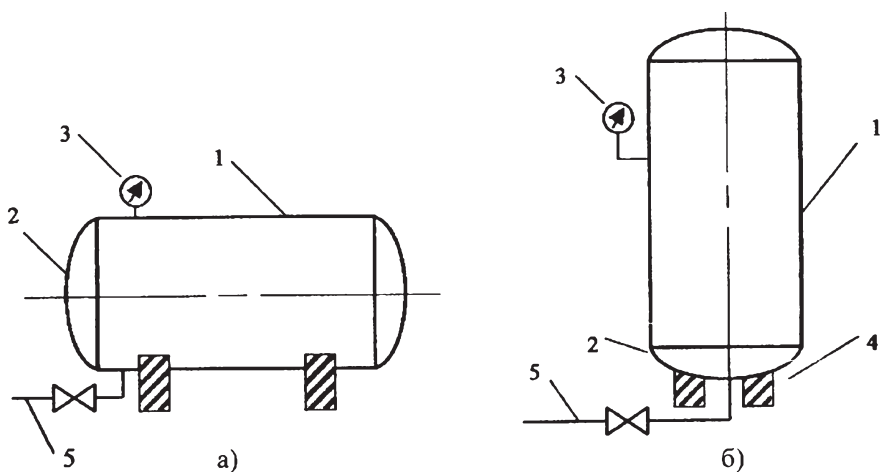


Рис. 16.3. Цилиндрические газгольдеры высокого давления:
 а) горизонтальный; б) вертикальный;
 1—обечайка; 2—днище; 3—манометр; 4—фундамент; 5—соединительный
 газопровод

Сферические газгольдеры в нашей стране имеют геометрический объем от 300 до 4000 м³ и толщину стенки от 12 до 34 мм. Сферическая форма сосуда для хранения газа под высоким давлением является наиболее выгодной по металлозатратам и общей стоимости. Монтируют сферические газгольдеры из отдельных лепестков, раскроенных в виде апельсиновых долек, а также из верхнего и нижнего днищ, имеющих форму шарового сегмента. Опоры газгольдеров выполняют в виде цилиндрического стакана из железобетона со стальным опорным кольцом или в виде

стоек-колонн, прикрепленных к шару по экваториальной линии и связанных между собой системой растяжек.

Батареи стальных газгольдеров высокого давления (до 1,5 МПа) были применены в Москве с целью компенсации неравномерности потребления газа, поступавшего в относительно небольших количествах по газопроводу Саратов—Москва. Однако с развитием газопроводов и ростом объемов потребления газа потребовались газохранилища вместимостью в миллионы кубических метров. Обеспечить хранение таких количеств газа могли только подземные газохранилища.

16.3. Подземные газохранилища

Подземным газохранилищем (ПХГ) называется хранилище газа, созданное в горных породах.

Первое в мире ПХГ было сооружено на базе истощенного газового месторождения в провинции Онтарио (Канада) в 1915 г. В нашей стране первое подземное газохранилище—Башкатовское ПХГ на западе Оренбургской области—было введено в эксплуатацию в 1958 г.

Различают два типа ПХГ: в искусственных выработках и в пористых пластах. Первый тип хранилищ получил ограниченное распространение. Так, в США по состоянию на 1.09.94 г. на них приходилось лишь 6% из 371 ПХГ: 1—в переоборудованной угольной шахте и 21—в отложениях каменной соли. Остальные 349 ПХГ относятся к хранилищам второго типа: из них 305 размещены в отработанных нефтяных и газовых месторождениях, а 44—в водоносных пластах.

Широкое использование хранилищ в истощенных нефтегазовых месторождениях объясняется минимальными дополнительными затратами на оборудование ПХГ, поскольку саму ловушку с проницаемым пластом природа уже «изготовила».

Принципиальная схема подземного газохранилища приведена на рис. 16.4.

Газ из магистрального газопровода 1 по газопроводу-отводу 2 поступает на компрессорную станцию 4, предварительно пройдя очистку в пылеуловителях 3. Сжатый и нагревшийся при компримировании газ очищается от масла в сепараторах 5, охлаждается в градирне (или АВО) 6 и через маслоотделители 7 поступает на газораспределительный пункт (ГРП) 8. На ГРП осуществляется распределение газа по скважинам.

Давление закачиваемого в подземное хранилище газа достигает 15 МПа. Для закачки, как правило, используются газомотокомпрессоры.

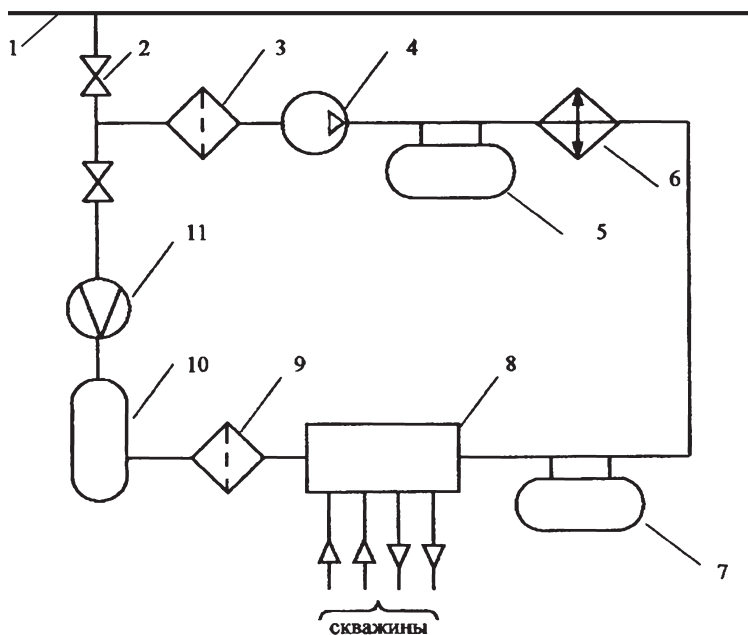


Рис. 16.4. Принципиальная схема наземных сооружений ПХГ:

- 1—магистральный газопровод; 2—газопровод-отвод; 3, 9—пылеуловители;
 4—компрессорная станция; 5—сепаратор; 6—холодильник (градирня);
 7—маслоотделитель; 8—газораспределительный пункт;
 10—установка осушки газа; 11—расходомер

При отборе газа из хранилища его дросселируют на ГРП 8, производят очистку и осушку в аппаратах соответственно 9, 10, а затем, после замера количества расходомером 11, возвращают в магистральный газопровод 1. Если давление газа в подземном хранилище недостаточно высоко, его предварительно компримируют и охлаждают (на рис. 16.4 не показано).

Очистка газа от пыли, окалина и частиц масла перед его закачкой в хранилище имеет очень большое значение, т. к. в противном случае засоряется призабойная зона и уменьшается приемистость скважин.

Оптимальная глубина, на которой создаются подземные газохранилища, составляет от 500 до 800 м. Это связано с тем, что с увеличением глубины возрастают затраты на обустройство скважин. С другой стороны, глубина не должна быть слишком малой, т. к. в хранилище создаются достаточно высокие давления.

Подземное хранилище заполняют газом несколько лет, закачивая каждый сезон несколько больший объем газа, чем тот, который отбирается.

Общий объем газа в хранилище складывается из двух составляющих: активной и буферной. Буферный объем обеспечивает минимально необходимое заполнение хранилища, а активный — это тот объем газа, которым можно оперировать.

По состоянию на 1.09.94 г. общий объем природного газа в ПХГ США превысил 206 млрд м³, из которых 86,9 млрд м³ (42,3%) составляет активный газ и 119,1 млрд м³ — буферный. Общий максимальный темп закачки в ПХГ США составляет 865 млн м³/сут, а отбора — 1900 млн м³/сут.

В России в 1995 г. объем активного газа в ПХГ составлял около 45 млрд м³. По прогнозам, к 2010 г. он достигнет 70...75 млрд м³.

16.4. Газораспределительные сети

Газораспределительной сетью называют систему трубопроводов и оборудования, служащую для транспорта и распределения газа в населенных пунктах. На конец 1994 г. общая протяженность газовых сетей в нашей стране составляла 182 тыс. км.

Газ в газораспределительную сеть поступает из магистрального газопровода через газораспределительную станцию. **В зависимости от давления** различают следующие типы газопроводов систем газоснабжения:

- высокого давления . . . 0,3...1,2 МПа;
- среднего давления. . . . 0,005...0,3 МПа;
- низкого давления менее 0,005 МПа.

В зависимости от числа ступеней понижения давления в газопроводах системы газоснабжения населенных пунктов бывают одно-, двух- и трехступенчатые:

1) одноступенчатая (рис. 16.5а) — это система газоснабжения, при которой распределение и подача газа потребителям осуществляются по газопроводам только одного давления (как правило, низкого); она применяется в небольших населенных пунктах;

2) двухступенчатая система (рис. 16.5б) обеспечивает распределение и подачу газа потребителям по газопроводам двух категорий: среднего и низкого или высокого и низкого давлений; она рекомендуется для населенных пунктов с большим числом потребителей, размещенных на значительной территории;

3) трехступенчатая (рис. 16.5в) — это система газоснабжения, где подача и распределение газа потребителям осуществляются по газопроводам и низкого, и среднего, и высокого давлений; она рекомендуется для больших городов.

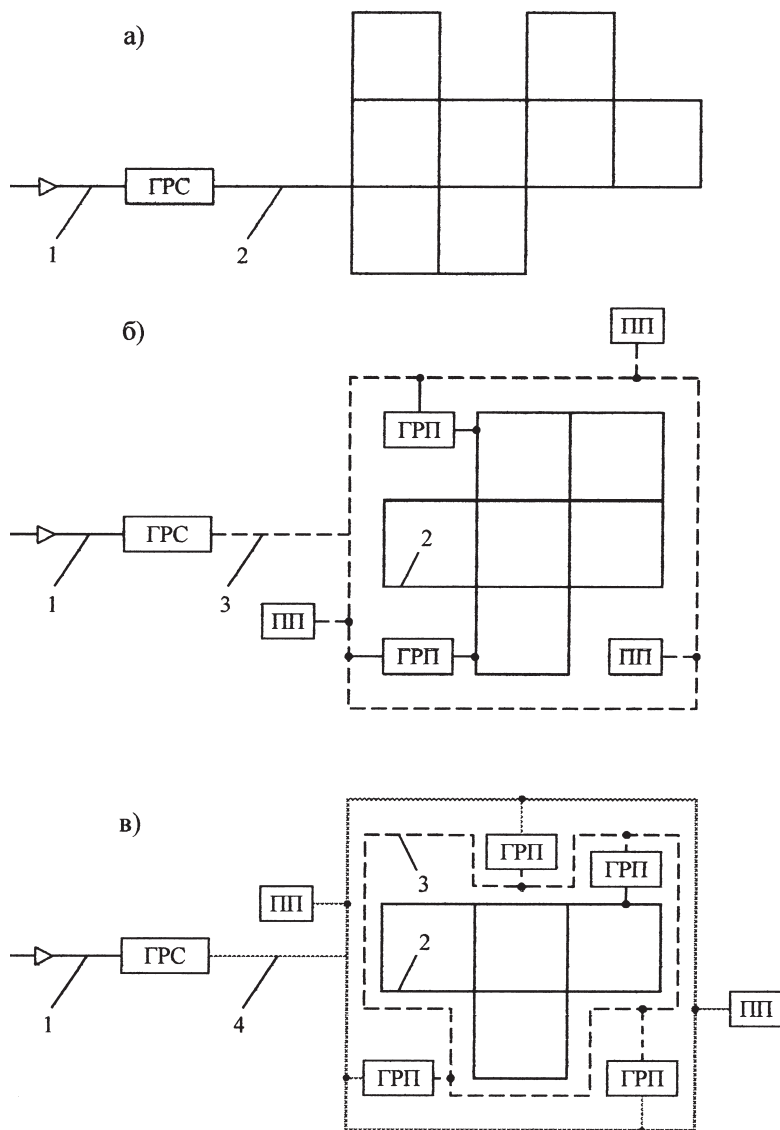


Рис. 16.5. Принципиальная схема газоснабжения населенных пунктов:
 а) одноступенчатая; б) двухступенчатая; в) трехступенчатая;
 1—отвод от магистрального газопровода; 2—газопровод низкого давления;
 3—газопровод среднего давления; 4—газопровод высокого давления;
 ГРС—газораспределительная станция; ГРП—газораспределительный пункт; ПП—промышленное предприятие

При применении двух- и трехступенчатых систем газоснабжения дополнительное редуцирование газа производится на газорегуляторных пунктах (ГРП).

Газопроводы низкого давления в основном используют для газоснабжения жилых домов, общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий. Газопроводы среднего и высокого (до 0,6 МПа) давлений предназначены для подачи газа в газопроводы низкого давления через городские ГРП, а также для газоснабжения промышленных и крупных коммунальных предприятий. По газопроводам высокого (более 0,6 МПа) давления газ подается к промышленным потребителям, для которых это условие необходимо по технологическим требованиям.

По назначению в системе газоснабжения различают распределительные газопроводы, газопроводы-вводы и внутренние газопроводы. **Распределительные** газопроводы обеспечивают подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов. **Газопроводы-вводы** соединяют распределительные газопроводы с внутренними газопроводами зданий. **Внутренним** называют газопровод, идущий от газопровода-ввода до места подключения газового прибора, теплоагрегата и т. п.

По расположению в населенных пунктах различают наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутрицеховые, внутридомовые) газопроводы.

По местоположению относительно поверхности земли различают подземные и надземные газопроводы.

По материалу труб различают газопроводы металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые, асбоцементные и др.).

Подключение и отключение отдельных участков газопроводов и потребителей газа осуществляют с помощью запорной арматуры — задвижек, кранов, вентилях. Кроме того, газопроводы оборудуют следующими устройствами: конденсатосборниками, линзовыми или гибкими компенсаторами, контрольно-измерительными пунктами и т. п.

16.5. Газорегуляторные пункты

Газорегуляторные пункты (ГРП) устанавливаются в местах соединения газопроводов различного давления. ГРП предназначены для снижения давления и автоматического поддержания его на заданном уровне.

Схема ГРП приведена на рис. 16.6. Она включает входной газопровод 1, краны 2, фильтр 3, предохранительный запорный клапан 4, регулятор давления 5, выходной 6 и обходной 9 газопроводы, манометры 7. Газ,

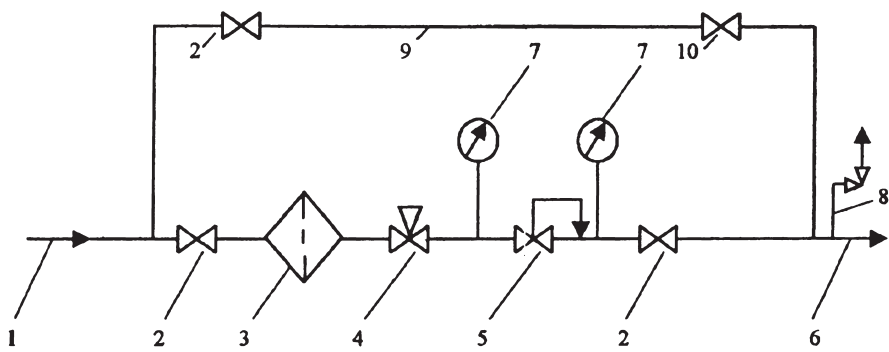


Рис. 16.6. Технологическая схема ГРП:

1—входной газопровод; 2—краны; 3—фильтр; 4—предохранительный запорный клапан; 5—регулятор давления; 6—выходной газопровод; 7—манометр; 8—предохранительный сбросной клапан; 9—обходной газопровод; 10—регулирующий кран

поступающий на ГРП, сначала очищается в фильтре 3 от механических примесей. Затем проходит через предохранительный клапан 4, который служит для автоматического перекрытия трубопровода в случае повышения выходного давления сверх заданного, что свидетельствует о неисправности регулятора давления 5. Контроль за работой регулятора 5 ведется также с помощью манометров 7.

Некоторые ГРП оборудуются приборами для измерения количества газа: диафрагмами в комплекте с дифференциальными манометрами или ротационными счетчиками.

16.6. Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции

Целесообразность использования природного газа в качестве моторного топлива обуславливается тремя факторами: экологической безопасностью, длительной энергообеспеченностью и дешевизной.

На долю автотранспорта приходится более 70% от общего объема вредных веществ, попадающих в атмосферу городов и промышленных центров. Содержание вредных веществ в выхлопах автомобилей, работающих на природном газе в 4...5 раз меньше: резко сокращаются выбросы сажи дизельными двигателями и полностью исключается попадание в окружающую среду свинца от автомобилей, ранее работавших на этилированном бензине.

Мировые запасы газа многократно превышают запасы нефти. Разведанные запасы газа в России позволяют сохранить достигнутый уровень его добычи в течение, по крайней мере, 200 лет. Добыча же нефти неуклонно снижается.

Наконец, при использовании в качестве моторного топлива 1 м³ природного газа заменяет 1 л бензина, но цена его примерно в 2 раза меньше.

Для заправки автомобилей природным газом служат автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС). Принципиальная схема АГНКС приведена на рис. 16.7.

Газ, поступающий из газопровода 1, очищается от механических примесей в блоке фильтров. Для этого используются четыре сетчатых фильтра 2, которые задерживают частицы размером больше 15 мкм. Затем измеряется его количество расходомером 3. В блоке компрессорных установок газ сжимают до 25 МПа. Каждый компрессор 4 имеет четыре цилиндра, через которые газ проходит последовательно. В первом цилиндре он сжимается от 1 до 2,5 МПа, во втором — от 2,5 до 7,5, в третьем — от 7,5 до 13, в четвертом — от 13 до 25.

Газомоторное топливо должно быть сухим, поскольку пары воды уменьшают его теплотворную способность. Поэтому скомпримированный газ подвергают осушке. Блок осушки включает два адсорбера 5, заполненных цеолитом. Газ осушается в них попеременно. Отключенный адсорбер в это время находится на регенерации. Делают это с помощью подогретого электронагревателем 6 газа, называемого газом регенерации.

Насыщенный влагой газ регенерации подается в холодильник 7. Там влага и частицы масла конденсируются и выводятся в масловлагоотделитель 8. После этого газ регенерации поступает обратно в компрессор.

Осушенный газ направляется в блок аккумуляторов, объем каждого из которых составляет 9 м³. Аккумуляторы 9 играют роль буферных емкостей, благодаря которым можно не менять режим работы компрессоров при изменении числа заправляемых автомобилей.

Из аккумуляторов газ подается в блок раздачи. Шланг 10 раздаточной колонки присоединяют к газобаллонной установке автомобиля, плотно затягивая гайку на наконечнике шланга. Манометр на колонке показывает давление газа в баллонах автомобиля. Когда оно достигает 20 МПа, выдача газа прекращается.

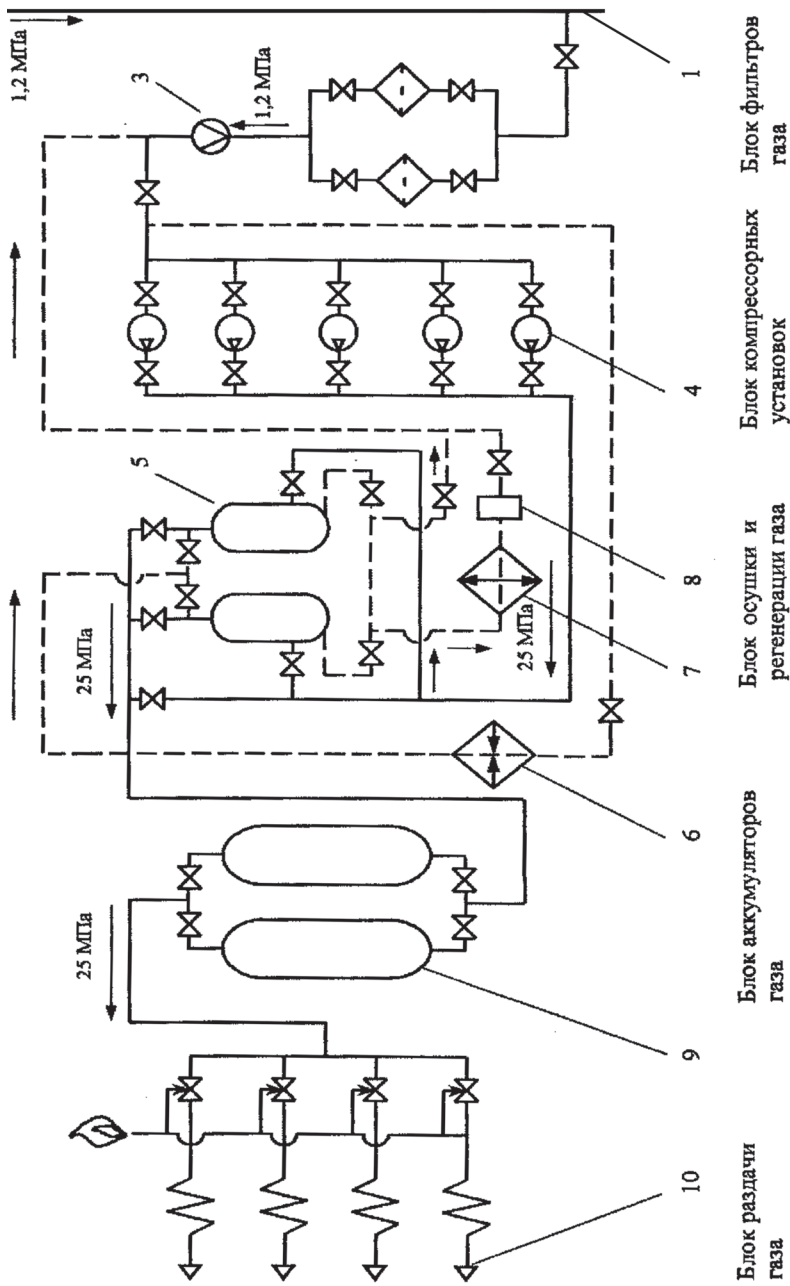


Рис. 16.7. Принципиальная схема АГНКС:

- 1 — газопровод; 2 — фильтр; 3 — расходмер; 4 — компрессор; 5 — адсорбер; 6 — электронагреватель; 7 — холодильныйник;
- 8 — маслонагреватель; 9 — аккумулятор газа; 10 — раздаточный шланг

16.7. Использование сжиженных углеводородных газов в системе газоснабжения

Наряду с природным газом, в системе газоснабжения широко используются сжиженные газы (пропан, бутан и др.)

В зависимости от расхода газа, климатических условий и вида потребителей системы их снабжения сжиженными газами подразделяются на следующие типы:

- 1) индивидуальные и групповые баллонные;
- 2) групповые резервуарные с естественным или искусственным испарением;
- 3) групповые резервуарные установки по получению взрывобезопасных смесей газа с воздухом.

Индивидуальной баллонной установкой называют установку, имеющую не более 2-х баллонов со сжиженным газом. Данные установки предназначены, в основном, для газоснабжения потребителей с небольшим расходом газа, например, отдельных квартир, садовых домиков и т. п. Сжиженный газ в данном случае хранится в баллонах объемом 5, 27 или 50 литров, которые размещаются либо на улице (в специальных шкафах), либо в помещении.

Групповые баллонные установки используются для газоснабжения жилых многоквартирных зданий, мелких коммунально-бытовых и промышленных предприятий. В их состав входит более 2-х баллонов сжиженного газа. Суммарный объем баллонов не должен превышать 600 л при расположении шкафа с ними около зданий и 1000 л — при размещении шкафа вдали от зданий.

Групповые баллонные установки оснащаются регулятором давления газа, общим отключающим устройством, показывающим манометром, сбросным предохранительным клапаном.

Групповые резервуарные установки с естественным испарением состоят из нескольких емкостей, соединенных между собой уравнительными парофазными и жидкостными трубопроводами. Резервуары оборудуются арматурой для их заполнения сжиженным газом, средствами замера уровня жидкой фазы, предохранительными клапанами, регуляторами давления.

Резервуары устанавливаются на земле или под землей стационарно или регулярно завозятся к месту размещения. При стационарной установке резервуаров сжиженный газ для них доставляется автоцистернами.

Емкость резервуаров в групповых установках достигает 50 м³, а суммарный объем резервуаров в установках — 300 м³.

К сожалению, на работу установок с естественным испарением сжиженного газа существенное влияние оказывает температура окружающей среды: в соответствии с ее колебаниями изменяются производительность по паровой фазе и теплота сгорания газа.

Для больших промышленных объектов и крупных населенных пунктов используют **групповые резервуарные установки с искусственным испарением**. Их отличительной деталью является наличие специального теплообменного аппарата — испарителя. Расход жидкой фазы, подаваемой в испаритель, зависит от потребности в паровой фазе.

Недостатком установок с искусственным испарением сжиженных газов является то, что при температурах ниже 0°C требуется использовать газы, пары которых не будут конденсироваться в трубопроводах.

Свойства природного газа и паровой фазы сжиженных углеводородных газов неодинаковы. Последняя имеет большие плотность и теплоту сгорания. Это создает определенные проблемы в тех случаях, когда сжиженный газ используется в качестве резервного топлива на случай прекращения подачи природного газа или его нехватки. Поэтому получили распространение **групповые резервуарные установки по получению горючих смесей газа с воздухом** для газоснабжения. Для замены природного газа целесообразны смеси следующего состава:

- 1) 47 % бутана + 53 % воздуха;
- 2) 58 % пропана + 42 % воздуха.

16.8. Хранилища сжиженных углеводородных газов

Все хранилища для сжиженных углеводородных газов по своему назначению делятся на 4 группы:

- 1) хранилища, находящиеся на газо- и нефтеперерабатывающих заводах, т. е. в местах производства СУГ;
- 2) хранилища, обслуживающие базы сжиженного газа и резервуарные парки газонаполнительных станций, где осуществляется налив СУГ в транспортные средства и газовые баллоны;
- 3) хранилища у потребителей, предназначенные для их газоснабжения;
- 4) хранилища для сглаживания неравномерности газопотребления.

Сжиженные углеводородные газы хранят в стальных резервуарах, подземных хранилищах шахтного типа и в соляных пластах.

Стальные резервуары бывают горизонтальные цилиндрические и сферические, а в зависимости от способа установки — надземные, подземные и с засыпкой (рис. 16.8).

Горизонтальные цилиндрические резервуары имеют объем 25, 50, 100, 160, 175 и 200 м³. Каждый резервуар оборудован запорной арматурой, термометром, указателем уровня жидкой фазы, предохранительным клапаном, сигнализатором предельного уровня, вентиляционным люком и люком для внутреннего осмотра резервуара.

Надземная установка резервуаров наиболее дешева, но давление в них изменяется в соответствии с температурой окружающей среды: растет днем и уменьшается ночью. Подземная установка резервуаров обеспечивает стабильность температуры и соответственно давления в них, но требует дополнительных затрат. Близкий результат достигается, если резервуар установить надземно и присыпать грунтом, но он дешевле подземной установки.

Размещаются горизонтальные цилиндрические резервуары группами.

Сферические резервуары по сравнению с цилиндрическими требуют меньшего расхода металла на единицу объема емкости, благодаря меньшей площади поверхности и меньшей толщине стенки резервуара.

Сферические резервуары рассчитаны на давление 1,8 МПа, имеют объем до 4000 м³ и толщину стенки до 34 мм. Устанавливаются они только на поверхности земли.

Внешний вид сферического резервуара объемом 600 м³ для хранения сжиженного пропана показан на рис. 16.9. Резервуар сварен из блоков-лепестков 1 и днищ 2 заводского изготовления. Опирается он на трубчатые стойки 5, соединенные крестовыми связями 6. Для подъема на резервуар служит маршевая лестница 3, а для его обслуживания — площадка 4.

Конструкции хранилищ шахтного типа и в соляных пластах идентичны аналогичным хранилищам, применяемым для хранения нефтепродуктов.

В последнее время все большее применение получает хранение сжиженных углеводородных газов в низкотемпературных изотермических резервуарах при атмосферном давлении. Для этого температура СУГ должна составлять не более (°С): н-бутана — минус 0,6; изобутана — минус 12; пропана — минус 42,1; этана — минус 88,5.

Принципиальная схема поддержания низкой температуры СУГ в резервуаре показана на рис. 16.10. Она включает резервуар 1, снабженный тепловой изоляцией, теплообменник 3, компрессор 4, холодильник 5 и дроссельный вентиль 6. Работает система следующим образом. Испаряющийся в результате притока тепла извне газ проходит теплообменник 3 и поступает на всасывание компрессора 4, где сжимается до 0,5...1 МПа, а затем подается в холодильник 5, где конденсируется при неизменном давлении. Сконденсированная жидкость дополнительно переохлаждает-

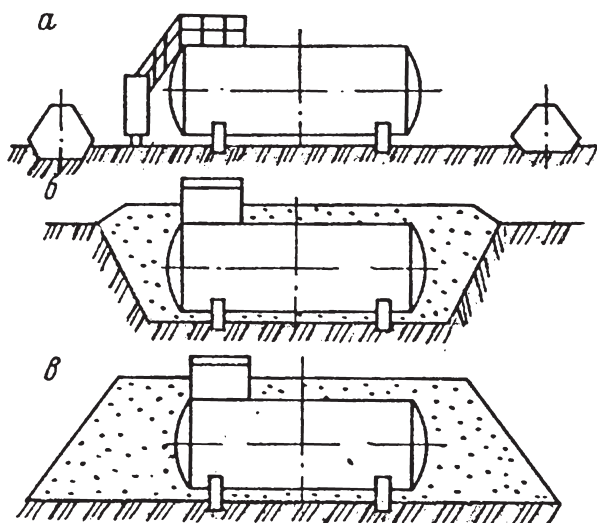


Рис. 16.8. Схемы установки цилиндрических резервуаров:
 а) надземный резервуар; б) подземный резервуар; в) резервуар с засыпкой

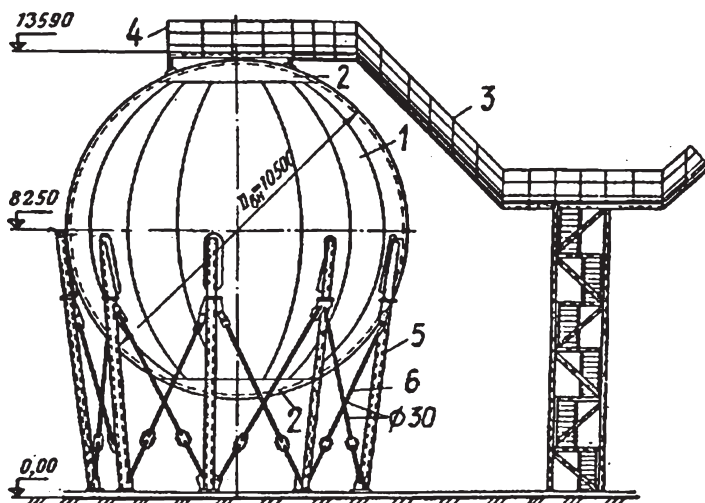


Рис. 16.9. Сферический резервуар объемом 600 м^3 для хранения сжиженного пропана:
 1 — лепестки оболочки резервуара; 2 — днище оболочки резервуара;
 3 — маршевая лестница; 4 — площадка для обслуживания резервуара;
 5 — трубчатые стойки; 6 — крестовые связи

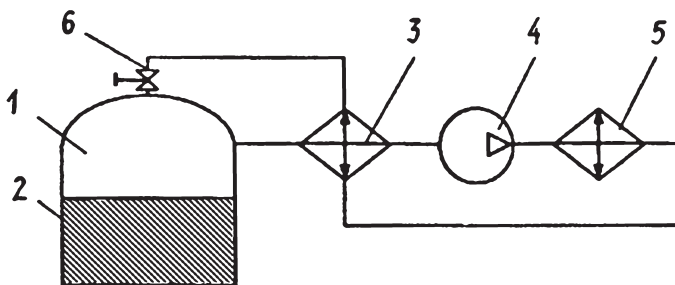


Рис. 16.10. Принципиальная схема поддержания низкотемпературного режима сжиженного газа в резервуаре:
 1—резервуар; 2—сжиженный газ; 3—теплообменник; 4—компрессор;
 5—холодильник; 6—дроссельный вентиль

ся встречным потоком газа в теплообменнике 3 и затем дросселируется в вентиле 6 до давления в резервуаре 1. Получаемый при этом холод обеспечивает поддержание необходимой низкой температуры в нем.

Подсчитано, что при низкотемпературном хранении 0,5 млн т СУГ за счет уменьшения толщины стенки экономия металла составляет 146 тыс. т, а эксплуатационные расходы уменьшаются на 30...35%.

17. Трубопроводный транспорт твердых и сыпучих материалов

При больших устойчивых грузопотоках угля, руды, щебня, песка и других твердых и сыпучих материалов возникают затруднения в их перевозке традиционными видами транспорта—автомобильным и железнодорожным. Поэтому в последние годы все шире осуществляется транспортировка этих грузов по трубопроводам.

К настоящему времени сформировалось три основных направления трубопроводного транспорта твердых и сыпучих материалов: пневмотранспорт, контейнерный (в том числе капсульный) транспорт и гидротранспорт.

17.1. Пневмотранспорт

Пневмотранспорт предназначен главным образом для доставки сыпучих материалов, увлажнение которых нежелательно или недопустимо (пепел, зола, цемент, мука и др.). Сущность его состоит в том, что частицы транспортируемого материала находятся во взвешенном состоянии и переносятся в потоке воздуха.

Перемещение по трубопроводам сыпучих или пылевидных грузов в смеси с газом ограничено характером, размерами и массой перемещаемых частиц, применяется при небольших расстояниях транспортирования (операции погрузки-выгрузки), связано с повышенным износом труб и значительными энергозатратами.

17.2. Контейнерный транспорт

В данном случае твердые материалы транспортируются в капсулах или контейнерах, перемещающихся внутри трубопровода в потоке жидкости или воздуха. Соответственно различают контейнерный гидро- и пневмотранспорт. Контейнерный транспорт эффективен тогда, когда транспортируемый материал состоит из крупных фракций и частиц, либо когда его увлажнение нежелательно. Достоинством данной технологии перекачки является то, что грузы не требуют специальной обработки (измельчения, осушки и т. д.), не происходит загрязнения несущей среды транспортируемым материалом и, наоборот, грузов несущей средой.

В Канадском научном-исследовательском центре для осуществления **контейнерного гидротранспорта** (КГТ) были предложены капсулы жесткой конструкции, в которых можно транспортировать различные грузы в потоке перекачиваемой нефти. Однако такие капсулы можно применять лишь на трубопроводах, не имеющих участков с меньшим внутренним диаметром, крутых поворотов, неполнопроходной арматуры и других элементов, характерных для трубопроводных магистралей.

Для транспортировки различных грузов по существующим магистральным трубопроводам более целесообразно использовать эластичные оболочки-контейнеры из резиновых, резино-тканевых и различных синтетических материалов. Такие оболочки, в отличие от жестких капсул, которые обязательно надо возвращать к началу трубопровода, могут предназначаться для одноразового использования.

СКБ «Транснефтеавтоматика» предложило использовать для КГТ полиэтиленовые оболочки-контейнеры. Применительно к транспортировке битума система КГТ выглядит следующим образом.

На нефтеперерабатывающем заводе сооружается автоматическая линия для изготовления оболочек-контейнеров и затаривания их битумом. Загруженные оболочки-контейнеры подаются по канатной дороге, пневмопроводу и т. п. к специальному узлу, через который они партиями вводятся в действующий нефтепродуктопровод. Для пропуска партий оболочек-контейнеров через промежуточные насосные станции без их остановки предусмотрена специальная технологическая обвязка с системой автоматического управления запорной арматурой, аналогичная обвязкам, используемым для пропуска мимо станций скребков и разделителей.

Узел приема оболочек-контейнеров в конце нефтепродуктопровода предусматривает отдельный прием несущего нефтепродукта в резервуарный парк и непрерывное поступление и очистку оболочек-контейнеров от несущего нефтепродукта.

Вопрос об освобождении от битума и дальнейшей судьбе оболочек-контейнеров решен просто — битум расплавляется вместе с полиэтилено-

вой оболочкой-контейнером. Качество битума от этого не только не страдает, а, наоборот, улучшается: повышается его вязкость и температура размягчения.

Успешно прошла испытания и технология контейнерного транспорта подсолнечного масла по бензопроводу. Предварительно расфасованное в полихлоридвиниловые бутылки масло загружалось в контейнеры, которые, благодаря своей конструкции, были разгружены от давления в трубопроводе и выполняли лишь функции защиты бутылок от истирания. Контроль качества продукта в конце трубопровода показал, что полимерные бутылки надежно изолировали растительное масло от несущей жидкости.

В дальнейшем предполагается организовать транспортировку таким образом нефтяных масел, смазок и моющих жидкостей в мелкой расфасовке.

Существенное развитие в настоящее время получил **контейнерный пневмотранспорт** (КПТ).

Почти 200 лет назад перепад давления воздуха использовали для доставки по трубам конторских документов и почтовых отправок. Такой способ доставки называли **пневмопочтой**. В 1840 г. в Англии была построена первая двухкилометровая дорога, на которой 5-тонная тележка развивала скорость 72 км/ч, а в 1843 г. между Кингстауном и Далки (Ирландия) открылось регулярное движение 60-тонных составов по дороге в виде туннеля длиной 2,8 км. Тяговое усилие создавалось за счет перепада давления воздуха (с одной стороны туннель соединялся с атмосферой, на другой располагалась станция прибытия, где создавалось разрежение). В последующем подобные, как их называли, «атмосферические» дороги были также построены во Франции, а максимальная дальность транспортировки достигла 33,6 км. Однако из-за многочисленных недостатков и невозможности решения ряда конструктивных проблем дороги вскоре были закрыты.

Сегодняшний интерес к контейнерному пневмотранспорту объясняется тем, что перевозка некоторых массовых грузов традиционным транспортом стала обходиться в несколько раз дороже, чем их добыча или производство. Активные исследования в области КПТ для грузовых и пассажирских перевозок ведут фирмы Японии, США, ФРГ, Великобритании. Ведущее место в мире по созданию систем КПТ занимает наша страна. Так, в Японии действует система КПТ для доставки известкового щебня по трубопроводу длиной 3,2 км, диаметром 1000 мм, производительностью 2 млн т/год и система для перемещения на 1,5 км гашеной извести по трубопроводу диаметром 600 мм, построенные по советской лицензии.

Система КПТ состоит из трубопровода, в котором под давлением воздуха, создаваемым головной и промежуточными воздухоудвными установками, движутся контейнеры на колесном ходу, а также станций

погрузки и выгрузки, системы управления и контроля, вспомогательного оборудования.

Системы КПП классифицируются по способу создания перепада давления, по виду подвижного состава по конструкции ходовой части, по числу труб и т. д.

Перепад давления, необходимый для обеспечения движения контейнеров (около 10^4 Па), создается либо турбовоздуходувками, центробежными нагнетателями, компрессорами (напорная система), либо вакуумнасосами (вакуумная система), либо комбинированно (напорно-вакуумная система). Для перевозки грузов на расстояния свыше 5 км более перспективными являются напорные системы КПП.

Число воздуходувных станций зависит от производительности системы, рельефа местности, характеристики воздуходувных агрегатов. При равнинно-холмистом рельефе с уклонами не более 3 градусов и применении воздуходувных агрегатов, обеспечивающих избыточное давление до 10^5 Па, расстояние между станциями составляет от 5 до 15 км.

По виду подвижного состава различают отдельно перемещаемые контейнеры и контейнерные поезда. Для предупреждения перетоков воздуха через зазор между контейнером и трубой используются уплотнительные манжеты. В настоящее время разработаны конструкции контейнеров для транспорта сыпучих, жидких и крупных штучных грузов.

По конструкции ходовой части различают контейнеры на радиально расположенных массивных колесах, свободно перемещающихся по внутренней поверхности трубы; с несущими колесными каретками, катящимися по одной или нескольким направляющим (рельсам); на воздушной подушке; с магнитным взвешиванием подвижного состава.

По числу труб различают однотрубные, двухтрубные и многотрубные системы КПП. В простейших однотрубных системах между расположенными по концам станциями нагрузки и разгрузки курсирует один контейнер или состав. Его движение обеспечивает либо одна воздуходувная станция, работающая в одном направлении в напорном, а в другом — в вакуумном режиме, либо две головные станции, расположенные по концам трубопровода и работающие поочередно. При грузопотоках более 1 млн т/год целесообразно применять двухтрубные и многотрубные системы КПП. В двухтрубных системах по одному трубопроводу с заданным интервалом движутся один за другим груженные контейнеры или составы, а по другому в противоположном направлении — порожние или с другим грузом. В многотрубных системах большая часть труб используется для доставки грузов в прямом направлении, а меньшая — для возвратного движения контейнеров. Надежность многотрубных систем КПП выше.

В Грузии эксплуатируется построенная еще во времена СССР пневмоконтейнерная система для транспортировки строительных материа-

лов «Лило-1» и «Лило-2». Установка «Лило-1» действует с 1971 г. и служит для доставки щебня, гравия и песка из карьера на бетонный завод на расстояние 2,2 км. Установка включает устройства загрузки контейнеров и их ввода в трубопровод, сам трубопровод диаметром 1000 мм, а также устройство выгрузки контейнеров и их возврата на начальный пункт. Годовой объем перевозок составляет 640 тыс. т. Установка «Лило-2» пущена в 1980 г. По трубопроводу диаметром 1200 мм и длиной 17,5 км транспортируются щебень и песок на завод железобетонных конструкций. Грузы перевозятся в контейнерах на колесном ходу, объединенных в поезд из 8 вагонов-контейнеров. За один рейс состав перевозит 40 т грузов. Для его движения со скоростью 40 км/ч достаточно избыточно-го давления 6 кПа.

Кроме того, системы КПТ эксплуатируются в г. Волоколамске Московской области (8 млн т щебня и песка в год на расстояние 3 км), в г. Дзержинске Горьковской области (песок по трубопроводу диаметром 1220 мм на расстояние 7 км) и другие. Институтом ВНИПИТранспрогресс подготовлено технико-экономическое обоснование строительства еще 12 систем контейнерного пневмотранспорта.

17.3. Гидротранспорт

Сущность данной технологии состоит в том, что транспортируемые материалы (уголь, руда и т. д.) перекачиваются в потоке жидкого носителя, в основном, воды. Гидротранспорт твердых и сыпучих материалов получил наибольшее распространение и, видимо, будет основным в их перевозках на большие расстояния в будущем.

Хотя технология транспорта угольной пульпы по трубопроводам была запатентована еще в девяностые годы прошлого века, первый углепровод длиной 27 км был построен в 1944 году (США). Сейчас в различных странах мира эксплуатируется свыше 100 трубопроводов, по которым осуществляется гидротранспорт каменного угля, железного и медного концентрата, известняка, фосфатов и других грузов. О динамике строительства пульпопроводов можно судить по данным табл. 17.1.

В 1978 г. объем трубопроводного транспорта угля и руды за рубежом составил 12, а в последующие два года достиг 50 млн т. В ближайшие годы этот объем может возрасти до 300 млн т.

В нашей стране по трубопроводам транспортируется свыше 80 млн т угля в год. С 1966 г. в Кузбассе эксплуатируется 2 трубопровода длиной по 10 км для транспорта кускового угля от гидрошахт «Инская»

и «Юбилейная». Действуют трубопроводы для транспорта железнорудного концентрата, в числе которых концентратопровод Лебединский горно-обогатительный комбинат – Оскольский электрометаллургический комбинат длиной 26 км.

Таблица 17.1 – Характеристика некоторых действующих пульпопроводов

Транспортируемый материал	Страна	Длина, км	Диаметр, мм	Пропускная способность, млн т/г	Год ввода в эксплуатацию
Каменный уголь	США	175	254	1,3	1957
	США	440	457	4,8	1970
	США	1670	965	25,0	1979
	США	288	558	10,0	1979
	США	119	305	2,8	1980
Железный концентрат	США	35	229	2,5	1967
	Мексика	43	203	1,8	1974
	Аргентина	32	203	2,1	1976
	Мексика	27	203	1,5	1975
	Бразилия	387	503	12,0	1977
Медный концентрат	Индонезия	111	100	0,3	1972
	США	18	100	0,4	1974
Известняк	Тринидад	10	203	0,6	1959
	Великобритания	92	254	1,7	1964
	США	27	177	1,5	1971

На Норильском горно-металлургическом комбинате эксплуатируется трубопроводная система для транспортирования концентрата полиметаллических руд. Трубопроводы широко применяются для гидротранспорта отходов обогащения горно-обогатительных комбинатов, для золошлакоудаления на тепловых электростанциях, для перемещения огромных масс грунта при строительстве гидротехнических сооружений.

Такой транспорт снижает себестоимость перевозок по сравнению с ленточными конвейерами в 1,5...2 раза, с железнодорожными перевозками на короткие расстояния – в 2,5...4 раза, с автотранспортом – в 6...8 раз.

Одним из главных факторов, влияющих на выбор диаметра трубопровода и концентрации твердых материалов в пульпе, является их плотность. В табл. 17.2 приведены рекомендуемые параметры пульпы, получаемой из ряда материалов.

Таблица 17.2 — Рекомендуемые параметры пульпы

Материал	Плотность, кг/м ³	Максимальный размер твердых частиц, мм	Средняя весовая концентрация твердых частиц в пульпе, %
Каменный уголь	1,4	2,2	50
Известняк	2,7	0,3	70
Медный концентрат	4,3	0,23	55
Железный концентрат	5,0	0,15	60

При соблюдении указанных рекомендаций и скорости перекачки около 1,5...2,0 м/с пульпа находится практически в гомогенном состоянии. Дальнейшее увеличение скорости ограничивается усилением абразивного износа труб.

Как уже отмечалось, традиционно в качестве жидкого носителя используется вода.

В последние годы обсуждается вопрос о выборе новых видов носителей, что связано с дефицитом воды в районах добычи минерального сырья, необходимостью ее последующей очистки и осушки транспортируемых материалов. Для устранения этих недостатков рекомендуются различные решения. Так, в США предложено использовать в качестве носителя природные воды с большим содержанием солей, непригодные для использования в быту, например, морскую воду, засоленные грунтовые воды и т. п., предварительно повысив в них концентрацию солей с таким расчетом, чтобы носитель имел плотность 1,025...1,2 кг/м³. Благодаря тому что плотности носителя и частиц станут более близки, осаждение транспортируемого материала будет затруднено.

В Австралии разработана технология транспортировки угля совместно с водой, маслом и небольшим количеством присадок. Перед смешением уголь размалывают. Достоинством этой технологии является то, что в процессе последующего движения по трубопроводу вода вымывает породу, а уголь с маслом и присадками образует гранулы. Теплотворная способность гранулированного угля на 20 % выше, чем негранулированного.

Обсуждается вопрос об использовании в качестве носителей таких жидкостей, как нефть, метанол, сжиженный нефтяной газ и водо-нефтяные смеси. Теплотворная способность угля, транспортируемого в потоке нефти, существенно увеличивается, а устойчивость пульпы вследствие более высокой вязкости носителя возрастает. Отметим, что метанол может быть получен непосредственно из самого же угля.

С тем чтобы исключить затраты на отделение носителя, в Англии угольный порошок транспортируют в смеси с 50% топливного мазута. Смесь подается к паровым котлам, где сжигается с распылением в форсунках. В США для аналогичных целей используется смесь, состоящая

из 50 % угля, до 40 % мазута и 10...20 % воды. Ультразвуковая обработка смеси предотвращает выпадение осадка.

Другое направление совершенствования технологии гидротранспорта — это поиск новых материалов и конструкций труб, способных сократить абразивный износ оборудования и внутренней поверхности трубопровода. С этой целью используются закаленная сталь и трубы из полиэтилена низкого давления или металлические с различными покрытиями.

Наиболее прогрессивные технические решения планируется использовать и при расширении сети пульпопроводов в нашей стране. В 1985 г. выполнены разработки, обосновывающие целесообразность строительства углепровода Кузбасс — Урал — Поволжье — Центр протяженностью 3000 км, диаметром 1420 мм с 32 насосными станциями.

Согласно проекту предусматривается технология приготовления, транспортирования и прямого сжигания в котлах электростанций нового вида жидкого топлива — водоугольной суспензии, содержащей около 70 % по массе тонкоизмельченного угля с химическими добавками, обеспечивающими достаточную текучесть и длительную стабильность суспензии. При такой технологии требуется меньшее количество воды, упрощается перекачка суспензии по разветвленным трубопроводам, допускается ввод системы на неполную производительность и регулирование сезонной производительности аналогично нефтепроводам. Кроме того, уменьшается абразивный износ оборудования, упрощается аккумулярование и хранение суспензии, уменьшаются вредные выбросы в атмосферу при сжигании.

Для отработки указанной технологии предназначен опытно-промышленный углепровод Белово — Новосибирск протяженностью 260 км.

18. Проектирование трубопроводов и хранилищ

18.1. Проектирование магистральных трубопроводов

Проектирование магистральных трубопроводов ведется в несколько стадий:

- технико-экономическое обоснование (ТЭО);
- технический проект;
- рабочие чертежи.

Технико-экономическое обоснование разрабатывает головная (ген-подрядная) проектная организация, с тем чтобы подтвердить народно-хозяйственную необходимость и экономическую целесообразность строительства. При составлении ТЭО:

- 1) выполняется анализ ресурсов нефти (нефтепродуктов, газа), предназначенных для транспортировки по данному трубопроводу;
- 2) составляется баланс грузопотоков в динамике по годам;
- 3) выбирается генеральное направление трассы трубопровода;
- 4) определяется производительность трубопровода при полном развитии и по очередям строительства;
- 5) находится оптимальный диаметр и ориентировочное число перекачивающих станций;
- 6) устанавливается очередность строительства и ввода мощностей;
- 7) определяется стоимость строительства на основании укрупненных нормативов капиталовложений.

На стадии ТЭО все расчеты производятся укрупненно. Полученные результаты определяют экономическую эффективность будущего объекта, но не дают основания для его строительства. Они используются при разработке ведомственных и общегосударственных планов развития сети трубопроводов.

В конце ТЭО помещается проект задания на проектирование, которое утверждается одновременно с утверждением ТЭО.

Задание на проектирование содержит следующую информацию:

- начальная, конечная и промежуточные точки трубопровода;
- производительность трубопровода для первой очереди и при полном развитии;
- диаметр и протяженность магистрали;
- тип перекачивающих агрегатов;
- способ перекачки (обычная, последовательная, «горячая» и т. д.);
- намечаемые сроки строительства, порядок его осуществления и ввод мощностей по очередям;
- наименование генеральной проектной организации и строительной организации — генподрядчика и т. д.

Задание на проектирование является основным исходным документом для разработки технического проекта и рабочих чертежей.

Технический проект на строительство трубопровода является основной и наиболее ответственной стадией проектирования. Целью технического проекта является однозначное и окончательное определение стоимости строительства. Исходя из этого, в техническом проекте решаются следующие вопросы:

- уточнение баланса грузопотоков нефти (нефтепродукта, газа), намеченных на стадии ТЭО; производительности трубопровода; начальной, конечной и промежуточных пунктов;
- выбор оптимальной трассы трубопровода;
- определение оптимального диаметра по уточненной производительности;
- проведение основных технологических расчетов по определению режима работы, расстановке перекачивающих станций, выбору основного оборудования;
- определение сметной стоимости строительства;
- расчет себестоимости транспортировки нефти (нефтепродукта, газа) и экономической эффективности строительства.

Проект магистрального трубопровода должен обеспечивать применение передовых технических и технологических решений по транспортировке продукта; наиболее совершенную систему организации управления трубопроводом при его эксплуатации; рациональное использование материальных, финансовых, трудовых и других ресурсов; низкую себестоимость транспортировки продукта; высокую культуру производства и безопасные условия труда.

После рассмотрения и утверждения технического проекта соответствующей экспертной комиссией проектная организация приступает

к составлению рабочих чертежей. Заказчик учреждает дирекцию строящегося трубопровода, которая размещает заказы на оборудование и материалы, заключает договоры со строительными организациями на производство работ.

Составление **рабочих чертежей** является завершающей стадией проектирования и основной формой документации, по которой ведется конкретное строительство. Рабочие чертежи составляются в строгом соответствии с утвержденным техническим проектом. В них уточняются и детализируются решения, принятые в техническом проекте, в такой степени, чтобы по чертежам можно было выполнять соответствующие строительные и монтажные работы. Незначительные отступления от технического проекта допускаются только в случае, если они направлены на улучшение отдельных его решений (уточнение трассы на некоторых участках, замена устаревшего оборудования новым и т. п.). Состав и форма рабочих чертежей определяются действующими эталонами, строительными нормами и правилами (СНиП), инструкциями и указаниями, действующими в отрасли.

Трубопроводы малой производительности и протяженности допускается проектировать без предварительного ТЭО, а при небольшом числе перекачивающих станций в одну стадию — **технорабочий проект**.

18.2. Особенности проектирования нефтебаз

Вопрос о необходимости строительства нефтебазы в конкретном районе решается на основе соответствующего ТЭО. При его подготовке учитываются:

- 1) потребность предприятий и населения в различных нефтепродуктах с учетом перспектив развития рассматриваемого района и районов, примыкающих к нему;
- 2) источники поступления нефтепродуктов и расстояния до них;
- 3) возможные частота и регулярность поставок;
- 4) действующие укрупненные нормативы капиталовложений и эксплуатационных затрат в объекты нефтебазового хозяйства.

На основании планируемого грузооборота нефтебазы с учетом средних значений коэффициента оборачиваемости, показывающего, сколько раз в году резервуары полностью заполняются и опорожняются, определяют необходимую емкость резервуарного парка нефтебазы и далее — по укрупненным нормативам — общие капиталовложения. Эксплуатационные расходы определяют как сумму амортизационных отчислений, зара-

ботной платы персонала, затрат на текущий ремонт, расходов на топливо, электроэнергию и т. д. Поделив эксплуатационные расходы на грузооборот нефтебазы, находят себестоимость, которая должна быть на уровне величин, имеющих место при эксплуатации передовых нефтебаз, находящихся в аналогичных условиях. Кроме того, в ТЭО определяют производительность труда персонала (реализация продукции, приходящаяся на одного работающего), а также срок окупаемости капитальных вложений. Последний не должен превышать нормативной величины (около 6,5 лет).

Земельный участок под нефтебазу чаще всего выбирают на стадии ТЭО. Он должен удовлетворять ряду требований. Так, территория будущей нефтебазы должна находиться от соседних объектов на расстоянии, удовлетворяющем противопожарным требованиям. Желательно, чтобы она находилась с подветренной стороны от населенных пунктов и соседних сооружений, чтобы пары нефтепродуктов не относились на жилые дома, объекты с открытым огнем и т. п. Речные нефтебазы следует располагать ниже по течению от ближайших населенных пунктов, чтобы предотвратить возможное попадание нефтепродуктов в водозабор. Грунты на территории будущей нефтебазы должны обладать достаточной несущей способностью.

В задании на проектирование указываются:

- месторасположение нефтебазы;
- номенклатура нефтепродуктов и годовой грузооборот нефтебазы по основным видам нефтепродуктов при полном развитии и на первую очередь;
- основные источники обеспечения нефтебазы нефтепродуктами, водой для хозяйственно-питьевых и промышленных нужд, горячей водой, электроэнергией и т. д.;
- условия по очистке и сбросу сточных вод;
- способ снабжения потребителей нефтепродуктами;
- намечаемые сроки строительства нефтебазы;
- наименование генеральной проектной организации и строительной организации-генподрядчика и т. д.

18.3. Использование ЭВМ при проектировании трубопроводов и хранилищ

Проектирование таких протяженных объектов, как трубопроводы, пересекающих районы с самыми разнообразными топографическими, геологическими и климатическими условиями, встречающимися на

пути различные естественные и искусственные препятствия, представляет собой очень непростую задачу. Речь идет о том, чтобы не просто доставить нефть, нефтепродукт или газ из одной точки в другую, а сделать это с минимальными затратами средств на строительство, которое должно завершиться в заданные сроки. Кроме того, проектные решения должны обеспечить высокую надежность работы трубопровода, его экологическую безопасность. Наконец, требования к качеству проектов становятся все более жесткими, а сроки их выполнения — предельно сжатыми.

Объем работ, выполняемых при проектировании хранилищ, значительно меньше. Однако здесь также выполняется большое количество однотипных расчетов и чертежей в сжатые сроки.

Обеспечить высокое качество выполнения проектных работ в ограниченные сроки без увеличения количества задействованных работников проектных организаций позволяет использование **систем автоматизированного проектирования (САПР)**. САПР объединяет технические средства (ЭВМ, графопостроители и т. д.), математическое, информационное и программное обеспечение, позволяющее автоматизировать проектирование на всех или отдельных стадиях проектирования объектов.

Применение ЭВМ для решения отдельных проектных задач началось одновременно с их появлением. Однако оно было эпизодическим, количество решаемых задач было ограничено. В настоящее время с помощью ЭВМ решается широкий круг проектных задач:

- выбор оптимальных трассы и конфигурации магистральных трубопроводов;
- оптимизация их параметров;
- оформление технической документации;
- выполнение технико-экономических расчетов.

Рассмотрим в качестве примера решение на ЭВМ задачи **выбора оптимальной трассы магистрального трубопровода**.

Пусть заданы начальная А и конечная В точки магистрального трубопровода (рис. 18.1). На первый взгляд наилучшей трассой для него является прямая, проведенная между данными точками, поскольку металлозатраты при этом минимальны. Однако может оказаться, что именно на этом направлении сосредоточено большое количество естественных и искусственных препятствий, преодоление которых потребует значительных затрат. Необходимо выбрать такую трассу трубопровода, при которой общие затраты на его строительство будут наименьшими.

Перед поиском оптимальной трассы целесообразно ограничить область ее поиска, чтобы уменьшить объем исходной информации. Но при этом область поиска должна быть такой, чтобы в ней обязательно находилась лучшая трасса, а за ее пределами любая трасса была заведомо худшей.

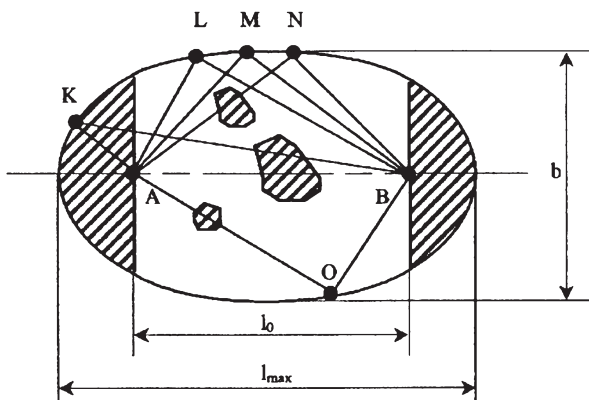


Рис. 18.1. Область поиска оптимальной трассы

Весь предшествующий опыт строительства трубопроводов показывает, что действительная длина магистрали, как правило, больше длины прямой, соединяющей начальную и конечную точки трассы. Это объясняется тем, что на пути трубопровода встречаются различные препятствия, которые при возможности целесообразно обойти.

Обозначим расстояние между начальным и конечным пунктами по геодезической прямой L_0 , а длину реальной трассы L_ϕ . Коэффициент пропорциональности между ними $K_p = L_\phi/L_0$ называется **коэффициентом развития трассы**. По статистическим данным, его величина равна:

- для равнинной местности $K_p = 1,05$;
- для среднепересеченной болотистой местности $K_p = 1,03...1,24$;
- для сильнопересеченной местности с большим числом естественных и искусственных препятствий $K_p = 1,16...1,4$.

Если задан максимальный коэффициент развития трассы $K_{p\max}$, то ее предельно возможную длину можно найти как $L_{\max} = K_{p\max} \cdot L_0$. Таким образом, вводится жесткое ограничение на положение границы области прокладки $L_\phi \leq L_{\max}$.

Все возможные трассы, удовлетворяющие этому условию, должны быть заключены внутри кривой, каждая точка которой удалена от начального и конечного пункта трубопровода на расстояния, дающие в сумме L_{\max} . Такой кривой с точки зрения геометрии является эллипс с текущими координатами K, L, M, N, O и фокусами в точках A и B, малая ось которого в принятых обозначениях равна

$$b = L_0 \sqrt{K_{p\max}^2 - 1}$$

Далее начинается самая кропотливая работа: вдоль каждой дуги определяется протяженность участков местности различных категорий. Всего по условиям и стоимости строительства выделено 79 категорий, например: 1-я — грунт песчаный без леса с низким стоянием грунтовых вод, 12-я — грунт плавунный, 32-я — переход через автомобильные и железные дороги, 35-я — орошаемые земли и т. д. Пример обработки карты местности показан на рис. 18.4. Верхняя цифра обозначает категорию местности, а нижняя — протяженность участка данной категории в километрах. Благодаря этой операции карта заменяется цифровой моделью местности, которую вводят в компьютер в виде базы данных.

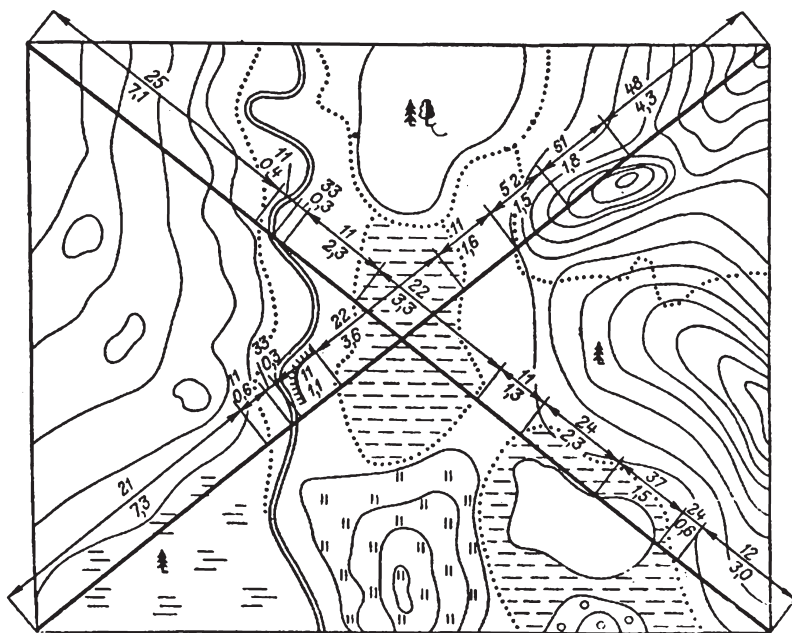


Рис. 18.4. Пример определения длин участков различной категории вдоль дуг. Верхние цифры обозначают номер категории участка, нижние — длину участка данной категории в км

Далее ЭВМ просчитывает стоимость прокладки магистрального трубопровода из начальной точки в конечную по всем возможным направлениям и выбирает наилучший вариант, более других соответствующий выбранному критерию оптимальности (минимальные затраты на строительство, наименьшие металлозатраты, кратчайшие сроки сооружения трубопровода и т. д.).

19. Сооружение трубопроводов

19.1. Основные этапы развития отраслевой строительной индустрии

В развитии техники и технологии строительства магистральных трубопроводов и газонефтехранилищ можно выделить три периода:

- I до образования Миннефтегазстроя СССР (до 1972 г.);
- II до распада СССР (с 1972 по 1991 гг.);
- III современный период (с 1991 г.).

Период до образования Миннефтегазстроя СССР Первые стальные резервуары в нашей стране были клепаными.

При строительстве первого в России магистрального трубопровода Баку — Батуми трубы соединялись между собой на резьбовых муфтах. Роль антикоррозионного покрытия играла джутовая ткань, окрашенная свинцовым суриком.

В период после окончания гражданской войны страна испытывала острую нехватку труб. Поэтому приходилось разбирать старые бездействующие трубопроводы для строительства новых. При проектировании так и не построенного нефтепровода от Эмбы до Саратова всерьез обсуждался вопрос о применении деревянных труб.

В 1928—1932 гг. на строительстве нефтепродуктопровода Армавир — Трудовая впервые в мировой практике была применена электродуговая сварка. Трубы очищали металлическими щетками вручную. В качестве антикоррозионного покрытия использовались каменноугольный пек и битум, наносившиеся вручную с помощью квачей. Для усиления изоляции ее обматывали сверху мешковиной. Опускали трубопровод в траншею при помощи талей, подвешенных на треногах, и ваг. Вплоть до 1940 г. почти все строительные-монтажные работы на трассах трубопроводов осу-

ществлялись при отсутствии какой-либо техники. Земляные работы выполнялись вручную.

В 1942 г. был построен бензопровод через Ладожское озеро. Его строительство вела ОСМЧ-104 (особая строительно-монтажная часть) Наркомстроя совместно с ЭПРОНом Балтийского флота. Прокладка подводной части бензопровода осуществлялась способом буксировки отдельных секций в створ перехода, сварки межсекционных стыков на плаву и укладки их отстроповкой бревен, игравших роль понтонов. Переходы бензопровода через болота сооружались методом протаскивания трубных секций.

На строительстве керосинопровода Астрахань — Саратов в 1943 г. использовались трубы, арматура и насосно-силовое оборудование разобранной второй нитки нефтепровода Баку — Батуми. Поскольку автомобилей не хватало, элементы демонтированного нефтепровода от железнодорожных станций разгрузки на расстояние до 50 км развозились на верблюдах и лошадях. После сварки секций труб длиной до 80 м выполнялась их стяжка (с помощью трактора, автомобиля или специального ворота) и сборка в плети длиной 1...3 км. За смену удавалось монтировать в нитку до 3 км трубопровода. 85% стыков было выполнено ручной электродуговой сваркой. При укладке трубопровода в траншею плети надвигали на лежки и опускали с помощью автокрана. Участки трубопровода длиной до 37 км подвергали гидравлическому испытанию под давлением 6,2 МПа.

В 1943 г. было завершено строительство газопровода Похвистнево — Куйбышев. При этом впервые были использованы асбоцементные трубы диаметром 325 мм. Длина участка асбоцементных труб составила 21 км. Стыки между ними собирали на муфтах «симплекс» с резиновыми кольцами. Соединение асбоцементных труб со стальными осуществляли при помощи специальных патрубков и муфт «Жибо».

Газопровод Саратов — Москва, строительство которого было закончено в июле 1946 г., был впервые сварен из тонкостенных труб с толщиной стенки 6,4 мм.

В 1946 г. на нефтепроводе Баку — Батуми впервые была осуществлена катодная и дренажная защита от коррозии.

На трассе газопровода Дашава — Киев — Брянск — Москва впервые были использованы трубы большого (529 мм) диаметра. Половина объема сварочных работ была выполнена автоматами, созданными в Институте электросварки им. Е. О. Патона, т. е. автоматической сваркой под слоем флюса (ранее применяли газопрессовую и ручную электродуговую сварку).

В 1948 г. был создан первый роторный экскаватор КГ-65, выпущены роторные экскаваторы ЭР-1 и ЭР-2 на базе трактора С-80.

Строительство крупного газопровода Серпухов — Ленинград и трансконтинентального нефтепровода Туймазы — Омск — Новосибирск — Красноярск — Иркутск (1956—1960 гг.) положило начало широкому примене-

нию труб большого (720 мм) диаметра, а также специальных строительных машин и механизмов, приспособленных для работы с ними. Уровень механизации основных работ при сооружении линейной части трубопроводов за период с 1949 по 1961 гг. возрос в среднем на 65 %.

В 1959 г. на газотранспортной системе Северный Кавказ— Центр ввели в эксплуатацию третью нитку из труб диаметром 1020 мм. Это были трубы самого большого в мире диаметра.

В сентябре 1963 г. был сдан в эксплуатацию газопровод Орджоникидзе— Тбилиси, трасса которого пересекла главный Кавказский хребет в районе Крестового перевала. На значительном протяжении трубопровод был уложен в узких ущельях рек с крутыми, а порой почти отвесными берегами. Строители построили 165 переходов через препятствия, в том числе 27 через горные реки и свыше 70— через балки и овраги.

К концу 1965 г. на строительстве магистральных трубопроводов уровень механизации строительного-монтажных линейных работ составил 98...99 %. Были созданы новые роторные экскаваторы, трубовозы-плетевозы, очистные и изоляционные машины, краны-трубоукладчики, сварочное оборудование.

В 1967 г. на системе газопроводов Вуктыл— Ухта— Торжок впервые в мировой практике были применены трубы диаметром 1220 мм, а в 1970 г. на строительстве газопровода Надым— Ухта— трубы диаметром 1420 мм.

В период с 1965 по 1970 гг. был построен ряд северных газопроводов (Игрим— Серов, Мессояха— Норильск, Северные районы Тюменской области— Центр). Для прокладки и обеспечения надежной работы трубопроводов в тяжелых северных условиях потребовалось решение многочисленных проблем технического, технологического и организационного характера. При этом были разработаны конструктивные решения прокладки трубопроводов, технология сварки при низких температурах, созданы специальные сварочные и изоляционные материалы, комплекс машин для строительства в районах вечной мерзлоты и болот.

Для комплексной механизации строительства трубопроводов диаметром 1220 и 1420 мм были созданы специальные машины и механизмы пятидесяти наименований.

Широкое распространение как в Тюменской области, так и в других районах страны получили индустриальные методы строительства с применением блочных и блочно-комплектных устройств.

Период до распада СССР В сентябре 1972 г. было создано Министерство строительства объектов нефтяной и газовой промышленности (Миннефтегазстрой) СССР. Оно стало играть роль мощного организатора и координатора строительных работ в отрасли.

Нефтепровод Самотлор – Альметьевск (1973 г.) был построен за 18 месяцев вместо предусмотренных нормативами 48. Таких темпов строительства мировая практика трубопроводного строительства не знала. Впервые в стране траншеей под трубы на заболоченных участках отрывали с помощью взрыва, а в качестве изоляционного материала использовали полимерную пленку.

В период с 1971 по 1975 гг. были разработаны и полностью освоены технические средства для механизации работ по сооружению линейной части магистральных трубопроводов диаметром 1420 мм, в том числе машины для очистки и изоляции труб ОМ 1422, ИМ 1422 и ИЛ 1422. Также разработаны и освоены роторный траншейный экскаватор ЭТР 253, передвижные комплексы типа «Север», обеспечивающие сварку в автоматическом режиме одного стыка за 6...8 мин., плетевоз ПВ361 грузоподъемностью 36 т для транспортировки секций длиной 24 м и т. д.

Достигнутый темп сварки, изоляции и укладки труб большого диаметра механизированными комплексами составил 1,7 км за смену, а при двухсменной работе – 2,5 км.

Крупнейшей стройкой начала 80-х годов стала 6-ниточная система магистральных газопроводов, берущих начало в Уренгое. Энергетический потенциал транспортируемого по ним газа превышает мощность электростанций на Ангаре и Енисее вместе взятых.

Строителями было доставлено на трассу и уложено 12 млн т стальных труб большого диаметра, длина сварных швов превысила 9 тыс. км. Объем вынутого и перемещенного грунта составил 590 млн м³. На трассе газопроводов построен 3181 переход через водные преграды, в том числе 96 переходов через такие крупные реки как Волга, Кама, Обь, Вятка. Работы по расчистке леса были выполнены на площади 27 тыс. га.

Каждый из газопроводов диаметром 1420 мм и протяженностью от 2297 до 3429 км был построен в рекордно короткий срок – от 1 до 2 лет.

Для сравнения приведем информацию о строительстве одного из крупнейших в США Трансаляскинского нефтепровода (TAPS) диаметром 1220 мм и протяженностью 1280 км с 12 перекачивающими станциями и конечным пунктом в бухте Валдиз, где осуществляется перевалка нефти в танкеры.

Подготовка строительства началась в 1969 г. На Аляску были завезены строительные машины, трубы и материалы. Однако в ходе подготовки выяснилось, что проект трубопровода имеет ряд недостатков. В частности, не были разработаны мероприятия по защите вечной мерзлоты от теплового воздействия трубопровода, не изучено его влияние на пути миграции диких животных. Задержка начала строительства составила 5 лет. Это привело к его удорожанию только вследствие инфляции на 3,2 млрд долл. (удорожание материалов, земли, строительного-монтажных работ).

В соответствии с новым проектом часть TAPS была проложена на 80000 свайных опор надземно. На это потребовалось 120 тыс. т стальных труб. Для изоляции надземного участка нефтепровода было израсходовано 12700 т стекловолокна, 8200 т полиэфирной смолы и 4500 т полиуретана.

Сооружение TAPS показало, что не все отрасли США были полностью готовы к такому крупному строительству. В частности, заказ на 500 тыс. т труб для нефтепровода пришлось разместить среди японских фирм. Даже трубы диаметром 450 мм для свайных опор заказывались в других странах — по 60 тыс. т в Японии и Канаде. У иностранных компаний были закуплены и некоторые виды оборудования. Так, 14 газовых турбин «Каберра» для привода насосов были закуплены в Великобритании.

Сам период строительства этого относительно короткого в сравнении с уренгойскими трубопровода составил еще 5 лет.

В 70—80 годы СССР не только рекордными темпами строил магистральные трубопроводы на своей территории, но и оказывал содействие в строительстве аналогичных объектов за рубежом.

В 1974 г. в Иране был построен магистральный газопровод диаметром 1016 мм и протяженностью 487 км. В конце 70-х годов в Нигерии было построено 2 нефтепродуктопровода общей протяженностью более 900 км, а в Ираке нефтепродуктопровод Багдад — Басра протяженностью 584 км и диаметром 250 мм. В конце 1983 г. в Анголе завершено сооружение двух нефтебаз в г. Маланисе и г. Порто-Амбоим. В 1983—1987 гг. наши специалисты по контрактам, заключенным с Алжирским национальным обществом «Сонотрак», построили крупный газопровод диаметром 1067...1261 мм и протяженностью 653 км. В 1986 г. на условиях генерального подряда завершено строительство газопровода Марса-Эль-Брега — Мисургата в Ливии протяженностью 570 км, диаметром 864 мм, предназначенного для снабжения металлургического завода в г. Мисургата. А в 1988...1991 гг. было завершено строительство нефтепровода Западный Аяд — морское побережье Аденского залива (Йемен) протяженностью 204 км и диаметром 530 мм.

Всего за период с 1972 по 1991 гг. было построено 229 тыс. км трубопроводов, в том числе магистральных 206,4 тыс. км. Введены в действие 1012 насосных и компрессорных станций, газоперерабатывающие заводы общей мощностью 41 млрд м³ в год, установки комплексной подготовки 508 млн т нефти и 750 млрд м³ газа в год. Было освоено строительство трубопроводов с заводской изоляцией. Широко применялись блочно-комплектный и экспедиционно-вахтовый методы сооружения промышленных объектов, насосных и компрессорных станций, установок комплексной подготовки нефти и газа, систем их сбора и транспортирования.

Современный период В 1991 г. Министерство строительства объектов нефтяной и газовой промышленности было преобразовано в Государственный концерн «Роснефтегазстрой», а впоследствии в одноименное акционерное общество. Его учредителями стали более 140 компаний, на которых трудятся свыше 200 000 рабочих и специалистов.

Обладая значительным научно-техническим потенциалом, развитой сетью производственных организаций, высокой энерговооруженностью и мощной индустриальной базой, АО «Роснефтегазстрой» играет ведущую роль в выполнении строительных программ в нефтяной и газовой промышленности.

Научный комплекс отрасли составляет 20 научных и проектно-конструкторских институтов. Для сокращения сроков внедрения и повышения эффективности разработок созданы отраслевые научно-производственные объединения. Это дает свои результаты.

На машиностроительных предприятиях АО «Роснефтегазстрой» разработана и освоена в трассовых условиях высокопроизводительная землеройная техника. Роторные экскаваторы ЭТР 254 АМ-01 и ЭТР АМ-02, предназначенные для прокладки траншей под трубопроводы различных диаметров, по мощности и производительности не уступают своим аналогам, производимым в США. Фрезерные экскаваторы ЭФ-151 и ЭФКУ-121 существенно превосходят по производительности такие всемирно известные модели, как Dallas Letco «Rock-Saw» (США) и Inter Drain 2030 GP (Нидерланды).

Используя в качестве базы отечественные автомобили высокой проходимости и мощные тракторы, АО «Роснефтегазстрой» выпускает транспортные средства, незаменимые при перевозке труб, трубных секций, крупногабаритных грузов и материалов, применяемых в нефтегазовом строительстве, в любых природно-климатических условиях. Блоковозы БТА-301 способны транспортировать грузы массой до 36 т. Мощные битумозаправщики БВ-43, БВ-46, БВ-47 отличаются надежностью и простотой в эксплуатации, развивают высокую скорость на дорогах с твердым покрытием, легко преодолевают бездорожье. Уникальным транспортным средством является болотоход «Ямал», грузоподъемность которого составляет 70 т.

Разработаны новые методы балластировки трубопроводов с использованием вмораживаемых анкеров и нетканых синтетических материалов.

За последние годы лицензию на использование сварочных технологий АО «Роснефтегазстрой» приобрели такие ведущие мировые фирмы как «Маннесман» и «Кликнер» (ФРГ), «Ниппон Кокан», «Ниппон Стил», «Сумимото» и «Кавасаки» (Япония), «Италсиндер» и «Дальмино» (Италия) и целый ряд других.

Каковы дальнейшие перспективы развития отраслевой строительной индустрии?

Во-первых, АО «Роснефтегазстрой» будет продолжать **строить магистральные трубопроводы** с соответствующей инфраструктурой. До 2000 г. намечается построить 48,7 тыс. км газопроводов со 196 компрессорными станциями. Будут проложены три магистрали от месторождений Надым-Пур-Тазовского региона и три — с полуострова Ямал. Они станут началом двух газопроводов: СРТО — Польша — Германия и Ямал — Польша — Германия с отводом на Калининград. Кроме того, будут сооружаться морские и сухопутные трубопроводы от Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море, газопроводы с морского шельфа на о. Сахалин. Предполагается строительство газопровода из республики Саха (Якутия) на российский Дальний Восток и в Южную Корею.

В связи с падением добычи нефти программа строительства новых магистральных нефтепроводов будет весьма скромной. Это строительство нефтяной магистрали на Сахалине, трубопроводов для перекачки нефти Азербайджана и Казахстана, а также нефти Европейского Севера России.

Во-вторых, важным направлением деятельности АО «Роснефтегазстрой» является **газификация сельской местности и малых городов**. Наша страна занимает первое место в мире по запасам и добыче газа. Однако на коммунальные и бытовые нужды направляется лишь 10% объема добычи, тогда как в США и странах Западной Европы этот показатель достигает 25...30%. Одной из причин такого положения является то, что соотношение протяженности магистральных и газораспределительных трубопроводов в США составляет 1:3, а в нашей стране 1:1. Природный газ в сельской местности России подведен только к 11% домов (квартир). Чтобы исправить положение, в ближайшие 10...15 лет необходимо построить 275 тыс. км газораспределительных сетей.

Для успешного сооружения газопроводов-отводов, газораспределительных сетей и других трубопроводов малого диаметра необходимо решить ряд технологических, организационных и материально-технических проблем. Эта задача не менее ответственна, чем стоявшая в конце 60-х — начале 70-х годов задача сооружения трубопроводов большого диаметра и высокого давления, которая, как известно, была успешно решена.

В-третьих, одним из приоритетных направлений деятельности АО «Роснефтегазстрой» является **реконструкция магистральных трубопроводов**. На начало 1993 г. в России эксплуатировалось 138 тыс. км магистральных газопроводов, 48 тыс. км магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» и 13 тыс. км нефтепродуктопроводов АК «Транснефтепродукт». Многие трубопроводы значительно постарели. Так, в 1990 г. за пределами нормативного срока службы (33 года) работало около 2,5 тыс. км нефтепроводов, со сроком эксплуатации более 20 лет — 16,5 тыс. км. Хотя га-

зопроводы в среднем моложе, 5% из них также уже отработало нормативный срок.

Эксплуатирующие организации (РАО «Газпром», АК «Транснефть» и «Транснефтепродукт») собственными силами ежегодно выполняют ремонт лишь 2...3 тыс. км трубопроводов. Поэтому для подразделений АО «Роснефтегазстрой» есть достаточно большой фронт работ.

В ходе реконструкции предстоит выполнить капитальный ремонт линейной части трубопроводов и заменить устаревшее оборудование НПС и КС.

19.2. Состав работ, выполняемых при строительстве линейной части трубопроводов

При сооружении линейной части трубопроводов выделяют два периода — подготовительный и основной.

В ходе подготовительного периода выполняют следующие виды работ:

- разбивку трассы;
- отвод земель;
- подготовку строительной полосы;
- устройство временных и постоянных дорог.

Разбивку трассы производит специальная бригада, включающая представителей проектной организации (изыскателей), генподрядчика и заказчика. При разбивке трассы через каждые 3...5 км устанавливают временные реперы, связанные нивелирными ходами с постоянными реперами, и постоянные реперы на переходах через реки, болота, железные и автомобильные дороги. Кроме того, закрепляют и привязывают оси и углы поворота трассы. В местах пересечения трассой трубопровода подземных сооружений на поверхности земли устанавливают соответствующие знаки.

Одновременно с разбивкой трассы передают генподрядчику.

Отвод земель под строительство у землепользователей осуществляется заблаговременно, чтобы не нанести им ущерба (например, посевам или плановым заготовкам древесины). Ширина полосы отвода земли для строительства магистрального трубопровода ограничена действующими нормативами. При прокладке трубопровода без рекультивации (восстановления плодородного слоя) земель она составляет от 19 до 45,5 м, а с рекультивацией — до 60 м. Общая ширина строительной полосы складывается из следующих зон (рис. 19.1): I — прохода строительной колон-

ны; II—разработки траншеи и отвала грунта; III, VI—работы бульдозера; IV—рекультивации; V—отвала плодородного слоя.

В ходе подготовки строительной полосы осуществляется ее расчистка и планировка. При расчистке мелкий лес (диаметром до 20 см) и кустарник удаляют бульдозерами, кусторезами, корчевателями-собирающими и другими машинами. Крупные деревья спиливают бензомоторными пилами. Камни и валуны удаляют со строительной полосы целиком или после дробления взрывами.

Необходимость планировки полосы строительства связана с созданием условий для обеспечения проезда строительных машин, а также с тем, что радиус изгиба трубопровода в вертикальной плоскости не должен быть меньше некоторого минимально допустимого значения.

Устройство временных и постоянных дорог необходимо для выполнения основных работ на трассе трубопровода, для доставки материалов и грузов, передвижения строительных машин и механизмов, а также для ухода за трубопроводом в процессе его эксплуатации.

Часть дорог функционирует только в период строительства (временные), другие используются и после его окончания (постоянные).

При спокойном рельефе и достаточной несущей способности земной поверхности дороги сооружают путем разравнивания грунта грейдером. При необходимости их несущая способность может быть повышена подсыпкой гравия, каменной мелочи, металлургического шлака. На болотах дороги сооружают из бревен, дощатых щитов, железобетонных плит, а зимой сооружают зимники путем намораживания льда толщиной 15...20 см с изготовлением настила из бревен.

Ширина дорог должна быть не менее 3,5 м.

В ходе **основного периода** выполняются следующие виды работ:

- погрузочно-разгрузочные и транспортные работы;
- земляные работы;
- сварочно-монтажные работы;
- изоляционно-укладочные работы;
- очистка внутренней полости и испытание трубопроводов.

Общая технологическая схема производства работ на строительстве линейной части трубопровода и комплекс используемых при этом машин приведены на рис. 19.2.

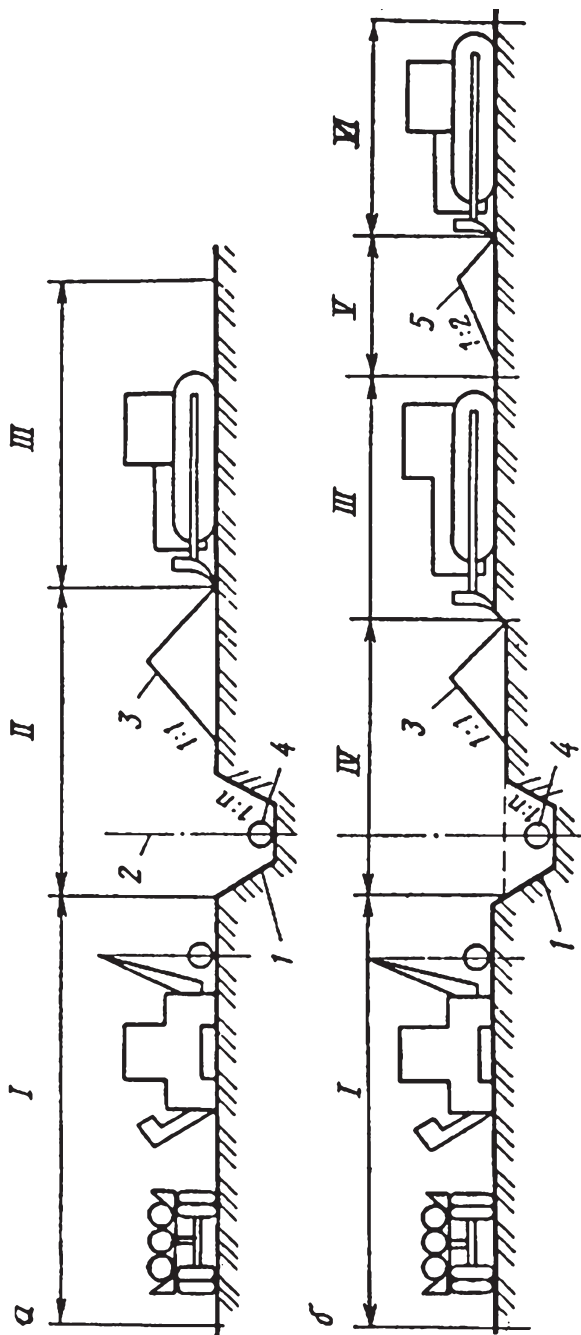


Рис. 19.1. Зоны полосы отвода земель для строительства магистрального трубопровода:

а) расстановка механизмов без выполнения рекультивации; б) то же, при выполнении рекультивации;

зоны: I—прохода строительной колонны и трактора; II—разработки траншеи и отвала грунта; III, VI—работы бульдозера; IV—рекультивации; V—отвала плодородного слоя; 1—траншея; 2—ось траншеи; 3, 5—отвал соответственно минерального грунта и плодородного слоя; 4—трубопровод

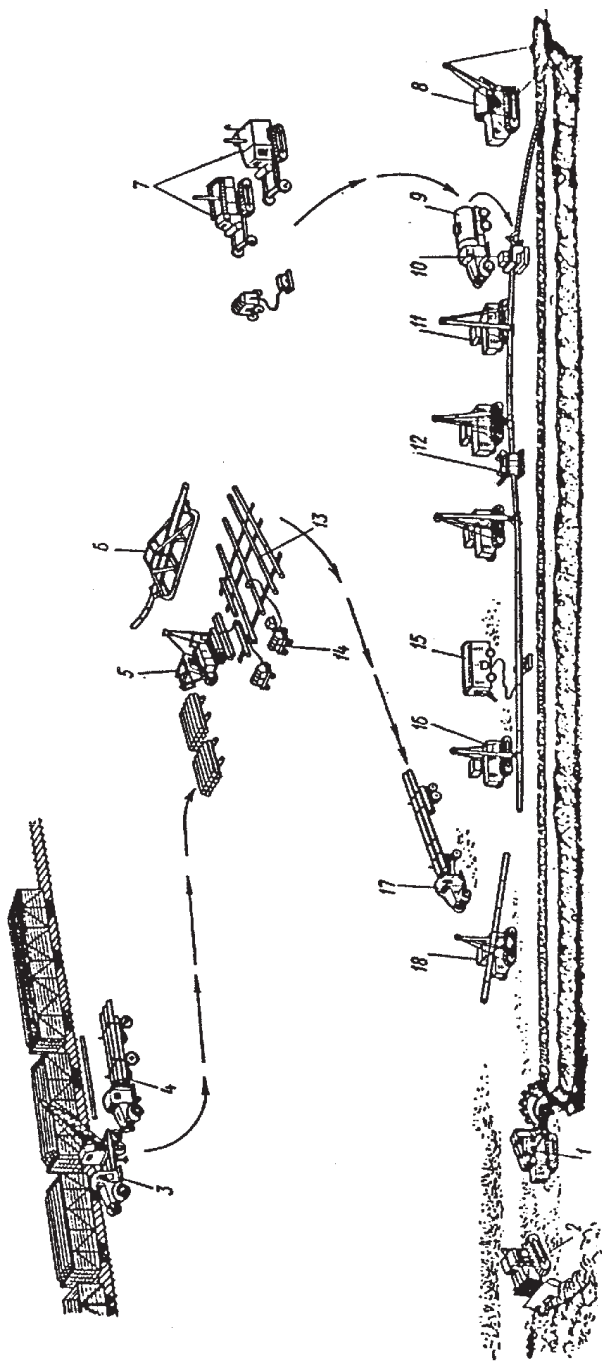


Рис. 19.2. Общая технологическая схема производства работ на строительстве трубопровода и комплекс машин для строительства:
 1 — роторный траншейный экскаватор; 2 — бульдозер; 3 — автокран; 4, 17 — автогрубовозы; 5, 11, 16, 18 — трубоукладчики;
 6 — роторный станок; 7 — битумоплавильные котлы; 8 — граншессыпатель; 9 — автобитумовоз; 10 — изоляционная
 машина; 12 — очистная база; 13 — трубосварочная база; 14, 15 — сварочные генераторы

19.3. Сооружение линейной части трубопроводов

Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы

В состав данных видов работ входят выгрузка труб из железнодорожных вагонов, барж, судов; транспортировка их от пунктов назначения (станций, портов, пристаней) к трубосварочным базам, местам промежуточного складирования или непосредственно на трассу трубопровода.

На погрузо-разгрузочных работах наиболее часто используют автокраны и трубоукладчики. При подъеме труб, изолированных в заводских условиях, используют мягкие полотенца, траверсы и клещевые захваты.

Транспортировку отдельных труб и секций из нескольких труб, сваренных на трубосварочной базе, осуществляют на специально оборудованных машинах – трубовозах или плетевозах, изготавливаемых на базе автомобилей марок «Урал», ЗИЛ, КраЗ, МАЗ или тракторов типа К700, К701. В последние годы при строительстве магистральных трубопроводов для перевозки материалов, оборудования и конструкций широко используют вертолеты.

Земляные работы

Объем земляных работ на линейной части зависит от схемы прокладки трубопровода и профиля траншеи. В настоящее время применяют следующие схемы прокладки магистральных трубопроводов: подземная, полуподземная, наземная и надземная. Выбор схемы прокладки определяется условиями строительства и окончательно принимается на основании технико-экономического сравнения различных вариантов.

Подземная схема (рис. 19.3) предусматривает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр труб. При подземной прокладке не загромождается территория и после окончания строительства используются пахотные земли, отсутствует влияние атмосферных условий на изоляционное покрытие и свойства перекачиваемого продукта. Однако на участках с вечномёрзлыми, скальными и болотистыми грунтами данная схема прокладки является не экономичной из-за высокой стоимости земляных работ. Кроме того, на участках с высоким уровнем грунтовых вод требуются дополнительные затраты на балластировку трубопроводов.

Полуподземная схема прокладки (рис. 19.4) применяется при пересечении трубопроводом заболоченных или солончаковых участков, при наличии подстилающих скальных пород. Трубопровод укладывается в грунт на глубину менее диаметра с последующим обвалованием выступающей части.

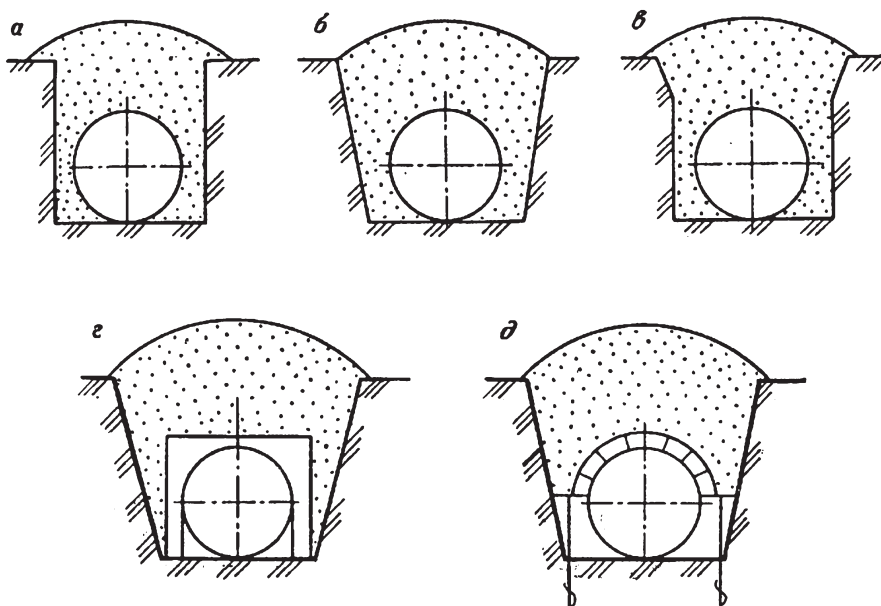


Рис. 19.3. Подземные схемы прокладки трубопровода:
 а) прямоугольная форма траншеи;
 б) трапецидальная форма траншеи;
 в) смешанная форма траншеи;
 г) укладка с балластировкой седловидными пригрузами;
 д) укладка с использованием винтовых анкеров для закрепления против всплытия

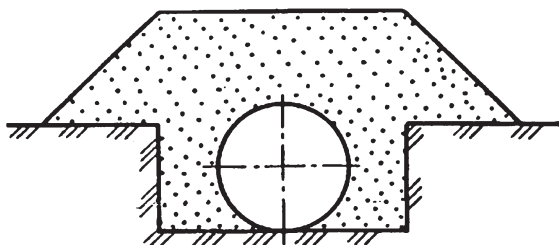


Рис. 19.4. Полуподземная схема прокладки трубопровода

Наземная схема прокладки (рис. 19.5) в насыпи используется преимущественно в сильно обводненных и заболоченных районах. Ее недостатками являются слабая устойчивость грунта насыпи и необходимость устройства большого числа водопропускных сооружений.

Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков применяется в пустынных и горных районах, местах распространения вечномерзлых грунтов (рис. 19.6), а также на переходах через естественные и искусственные препятствия. При надземной прокладке объем земляных работ сводится к минимуму, не провоцируется начало растепления вечномерзлых грунтов, отпадает необходимость в устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов. Однако надземная прокладка имеет недостатки: загромождается территория, требуются дополнительные затраты на устройство опор, удерживающих трубопровод, специальных проходов для миграции животных и проездов для техники и т. д.

Наиболее распространенной (98% от общей протяженности) является подземная прокладка трубопроводов. В этом случае к земляным работам относят рытье траншеи и обратную засыпку уложенного в траншею трубопровода.

Выбор метода разработки грунтов зависит от их прочности. Мягкие грунты разрабатывают послойным срезанием с помощью экскаваторов, бульдозеров или скреперов, скальные — взрывным способом, мерзлые — с применением предварительного рыхления.

Экскаватор — это землеройная машина с рабочим органом в виде одного или нескольких ковшей, снабженных режущими кромками в виде ножа или отдельных зубьев. При углублении в грунт и движении ковша происходит сначала его заполнение срезаемым грунтом, а затем удаление грунта в отвал, после чего цикл повторяется.

Для рытья траншей при сооружении магистральных трубопроводов применяют одноковшовые и многоковшовые (роторные) экскаваторы. **Одноковшовые (с обратной лопатой) экскаваторы** (рис. 19.7) применяют в основном при ведении земляных работ в особых случаях: в условиях болот, в местах установки запорной арматуры, на переходах магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия и т. д. Однако одноковшовые экскаваторы относятся к машинам циклического действия, у которых рабочий цикл (разработка грунта) чередуется с холостым циклом (выгрузка ковша), поэтому их производительность невысока.

Наибольшее применение при рытье траншей в необводненных грунтах получили высокопроизводительные **многоковшовые (роторные) экскаваторы** (рис. 19.8). Основным рабочим органом многоковшового экскаватора служит ротор с 14...24 ковшами малой вместимости (0,12...0,25 м³). Ротор закрепляют на раме в задней части гусеничного трактора. Для приема грунта из ковшей и удаления его в отвал за бровку траншеи служит

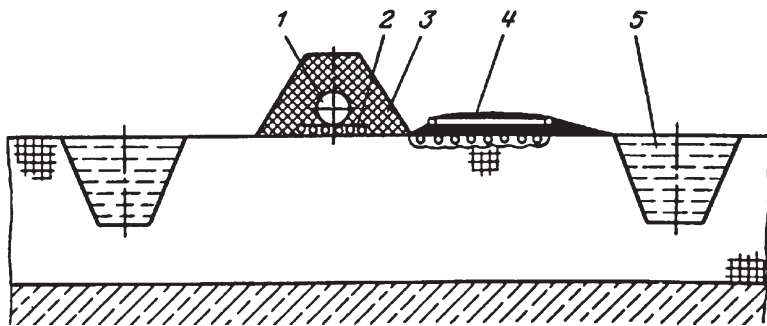


Рис. 19.5. Наземная схема укладки:
 1—трубопровод; 2—хворостяная подготовка; 3—насыпь (обвалование);
 4—лежневая дорога; 5—противопожарная канава-резерв

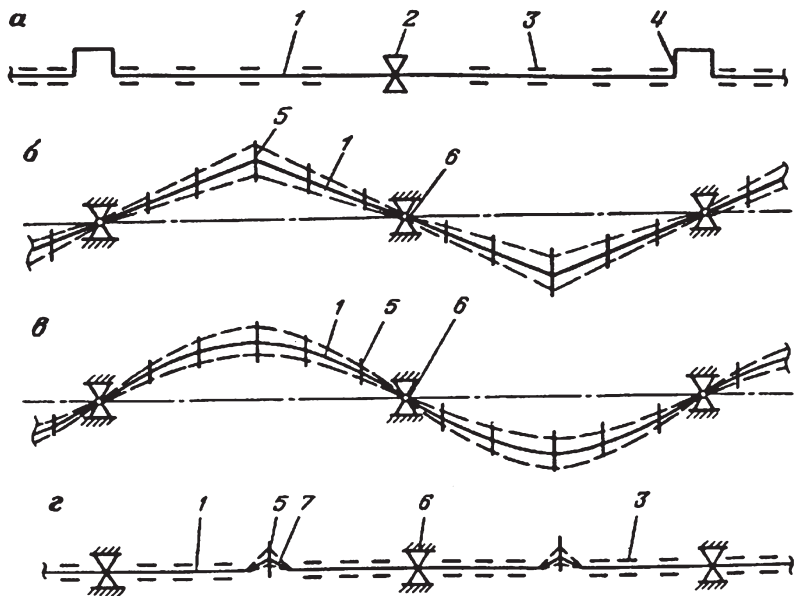


Рис. 19.6. Надземные схемы укладки линейной части магистрального трубопровода:
 а) прямолинейная прокладка с П-образными компенсаторами;
 б) зигзагообразная прокладка; в) упругоискривленный самокомпенсирующийся трубопровод; г) прямолинейная прокладка со слабоизогнутыми компенсационными участками;
 1—трубопровод; 2—неподвижная (анкерная) опора; 3—промежуточная продольно-подвижная опора; 4—П-образный компенсатор;
 5—промежуточная свободноподвижная опора; 6—шарнирная опора;
 7—слабоизогнутый компенсационный участок

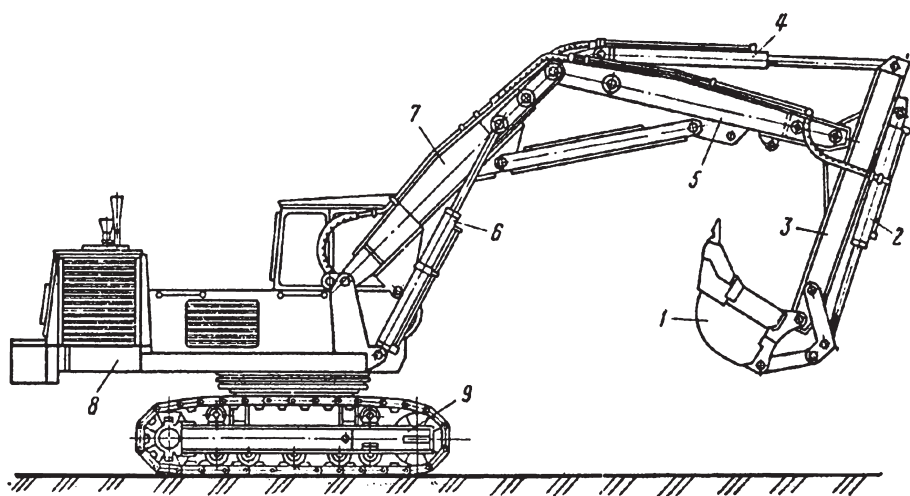


Рис. 19.7. Схема одноковшового экскаватора:
 1—ковш; 2—гидравлический цилиндр ковша; 3—рукоятка;
 4—гидравлический цилиндр рукоятки; 5—вставка;
 6—гидравлический цилиндр стрелы; 7—стрела;
 8—поворотная платформа; 9—ходовая гусеничная тележка

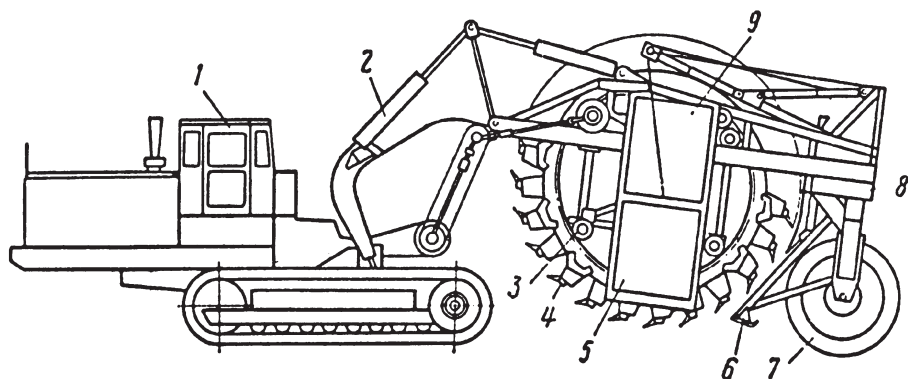


Рис. 19.8. Роторный траншейный экскаватор:
 1—тягач; 2—механизм подъема рабочего органа; 3—ролики; 4—ковш;
 5—рама; 6—зачистной щит; 7—колесо; 8—внешняя рама; 9—ротор

ленточный транспортер. При рытье траншеи ротор, вращающийся от двигателя через передаточный механизм, сначала погружают в грунт на проектную глубину, а затем машинист включает передний ход экскаватора.

Областью преимущественного применения многоковшовых (роторных) экскаваторов является рытье траншей в относительно сухих грунтах на прямолинейных участках сравнительно большой протяженности.

В **условиях болот** сооружение траншей может производиться одним из следующих способов:

- 1) обычным одноковшовым экскаватором со щитов, понтонов, салазок;
- 2) экскаватором в болотном исполнении;
- 3) подрывом удлиненных зарядов.

Разработку траншей в **скальных грунтах** ведут буровзрывным методом. Сначала бурят небольшие скважины — шпуры, в которые закладывают заряды взрывчатого вещества. При одновременном подрыве зарядов скальная порода разрушается и затем удаляется в отвал одноковшовыми экскаваторами. Чтобы впоследствии не повредить изоляцию трубопровода, на дне траншей в скальных грунтах устраивают постель из мягкого грунта (например, песка).

При рытье траншей в **зимнее время** или в **условиях вечной мерзлоты** используют различные методы: предварительное оттаивание мерзлых грунтов, резка мерзлых грунтов баровыми машинами, предварительное рыхление мерзлых грунтов взрывом. Однако наиболее часто применяют предварительное рыхление мерзлых грунтов с помощью специальных **машин-рыхлителей**. Рыхлитель — это мощный гусеничный трактор, оснащенный зубьями из прочной стали. С их помощью мерзлый грунт рыхлят на глубину 0,3...0,5 м, а затем удаляют его в отвал экскаватором.

В **условиях пустынь** для рытья траншей используют мощные бульдозеры с отвалами, выполненными в форме полуковшей-полусовков.

После того как сваренный и заизолированный трубопровод уложен в траншею, ее засыпают. Для этого используют бульдозеры, роторные траншеезасыпатели, одноковшовые экскаваторы или драглайн, которые перемещают грунт из отвала.

Сварочно-монтажные работы Сварочно-монтажные работы выполняют для соединения отдельных труб в непрерывную нитку магистрального трубопровода. При производстве сварочно-монтажных работ приняты две основные схемы их организации:

- 1) сварка отдельных труб длиной 6 и 12 м на трубосварочной базе в трубные секции длиной 24 или 36 м с последующей их доставкой на трассу сооружаемого участка;

- 2) вывоз отдельных труб непосредственно на трассу, где их и сваривают.

При строительстве магистральных трубопроводов применяют, в основном, **электродуговую сварку**. В этом случае к трубе и электроду подведены разноименные электрические заряды. При приближении электрода к трубе на определенное расстояние возникает непрерывный электрический разряд, называемый **дугой**. От тепла электрической дуги металл свариваемых деталей и электрода плавится. При этом металл электрода формирует сварочный шов, упрочняющий место сварки.

В полевых условиях сварку труб магистральных трубопроводов производят с использованием **сварочных генераторов** — источников постоянного тока. Сварочные генераторы работают от дизельных или карбюраторных двигателей внутреннего сгорания. Для удобства перемещения вдоль трассы строящегося трубопровода сварочный генератор устанавливают на тележку с автомобильными колесами. Широко используют также самоходные сварочные агрегаты, представляющие собой сварочный генератор, установленный на гусеничном тракторе; при этом приводом генератора является двигатель трактора.

Различают ручную и автоматическую электродуговую сварку.

Сварочный пост для **ручной электродуговой сварки** оборудуют источником питания электрической дуги (сварочным генератором) и двумя электрическими кабелями с прочной изоляцией, на конце одного из которых находится электрододержатель 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 с закрепленным в нем электродом вдоль линии соприкосновения труб и формирует сварочный шов. Каждый электрод состоит из стального стержня диаметром 3...5 мм, изготовленного из малоуглеродистой проволоки, и специального покрытия на поверхности стержня. Покрытие электродов предназначено для достижения сразу нескольких целей: а) для защиты металла сварного шва от проникновения в него из воздуха азота и кислорода, что значительно повысило бы хрупкость шва; б) для обеспечения стабильного горения дуги; в) для легирования металла сварного шва и т. д. В связи с этим электродные покрытия имеют достаточно сложный состав.

Достоинствами ручной электродуговой сварки является возможность сварки неповоротных стыков трубопровода (т. е. отсутствует необходимость вращения труб) и менее жесткие требования к подготовке труб к сварке, чем при ее выполнении другими способами.

Автоматическая электродуговая сварка была разработана в нашей стране в 30-е годы и применяется при сооружении магистральных трубопроводов с 1948 г.

При автоматической сварке применяют не отдельные электроды, а сварочную проволоку диаметром 2...4 мм, которая подается к месту сварки из бухты. Никакого покрытия проволока не имеет. Вместо этого к месту сварки из бункера сварочной головки непрерывно поступает и укладывается слоем толщиной 40...50 мм специально приготовленный зернистый материал — флюс. Слой флюса играет ту же роль, что и покрытие электродов.

Сварка закрытой дугой под флюсом обеспечивает хорошее качество сварного шва, несмотря на высокую скорость ее выполнения — 60...100 м/ч. Однако автоматическую сварку под флюсом можно выполнять только в нижнем положении, что достигается вращением труб — то есть на трубосварочных базах. Однако и здесь автоматическую сварку применяют только после того как трубы будут «прихвачены» друг к другу, т. е. когда ручной сваркой выполнен самый первый (корневой) шов.

До начала сварочных работ проводят подготовку кромок труб: их зачистку и разделку кромок. **Зачистка** необходима во избежание образования большого числа пор в сварном шве. Зачистка заключается в том, что торцовую часть каждой трубы на длине около 1 м очищают от грязи, наледи и снега. Кроме того, на расстоянии 10...20 мм от торца трубы наружную и внутреннюю поверхности труб, а также их кромки очищают от окалины, ржавчины и грязи до металлического блеска стальными щетками или портативными шлифовальными машинками с абразивными кругами. **Разделка кромок** заключается в снятии фаски различной формы с торцов труб с целью обеспечения их полного провара. Разделка может быть односторонней, выполняемой с внешней поверхности трубы (ее делают на заводах по производству труб), и двусторонней, выполняемой снаружи и изнутри.

При сборке стыков труб необходимо обеспечить их соосность, совпадение внутренних кромок и сохранение необходимых зазоров. Для этого при проведении сборочно-центровочных операций применяют специальные устройства — внутренние или наружные центраторы. Наиболее качественную сборку стыков обеспечивает применение **внутренних центраторов** (рис. 19.9). Они снабжены специальным распорным механизмом, выравнивающим кромки труб. Достоинством внутренних центраторов является то, что стык открыт снаружи и поэтому можно вести сварку без предварительной прихватки. Если центратор достаточно мощный, то с его помощью можно даже устранить овальность концов труб. Внутри труб внутренний центратор перемещают вручную с помощью длинной штанги, либо с использованием электродвигателя.

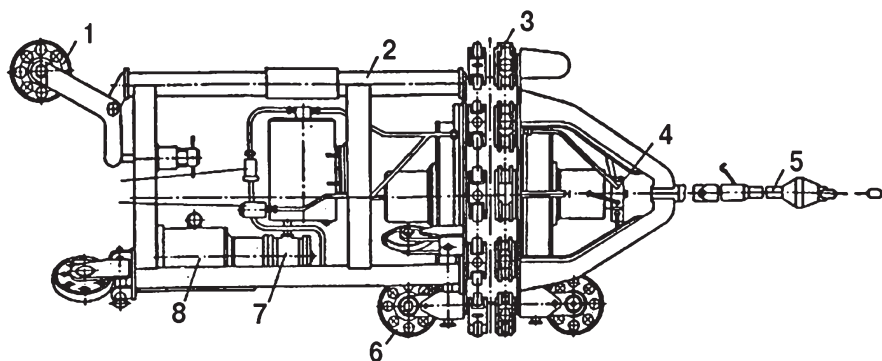


Рис. 19.9. Общий вид внутреннего центриатора ЦВ-102:
 1—рамки; 2—рама; 3—центрирующий механизм; 4—гидрораспределитель;
 5—штанга; 6—опорные колеса; 7—поршневой насос; 8—электродвигатель
 постоянного тока

Наружные центриаторы (рис. 19.10) применяются в тех случаях, когда невозможно применение внутренних (например, при сварке захлестов). Они представляют собой многозвенную конструкцию, охватывающую торцы обеих труб снаружи. Стыки, собранные с помощью наружных звенных центриаторов, фиксируют с помощью коротких швов длиной 60...80 мм, называемых прихватками, после чего наружный центриатор снимают со стыка и накладывают сплошной шов.

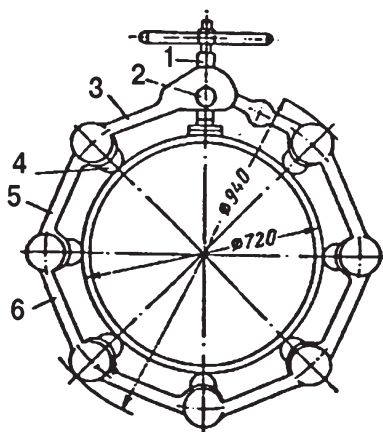


Рис. 19.10. Наружный многозвенный центриатор:
 1—натяжной винт; 2—крестовина; 3—накидной замок; 4—рамки;
 5, 6—звенья

С 1952 г. на строительстве магистральных трубопроводов применяется **электроконтактная стыковая сварка оплавлением**. Она предусматривает нагрев торцов труб до высокой температуры и их последующее соединение под воздействием осевого сдавливания. Преимуществом электроконтактной сварки является ее высокая производительность, поскольку сварное соединение в данном случае образуется сразу по всему периметру стыка в течение 5...10 мин. При электродуговой же сварке сварное соединение формируется последовательным наложением нескольких слоев шва по периметру трубы.

Основой установки для электроконтактной сварки являются кольцевые трансформаторы, устанавливаемые на торцы свариваемых труб. Кроме того, в состав установки входят механизмы центровки труб, равномерного подвода тока, перемещения труб в процессе оплавления, а также снятия частиц затвердевшего металла (грата) с внутренней и наружной поверхности труб. Все перечисленные операции выполняют передвижные комплексы «Север».

Недостатком электроконтактной сварки являются более жесткие требования к торцам труб (меньшие допуски по овальности, разностенности и др.), чем при электродуговой и автоматической сварке.

К перспективным методам сварки труб относятся сварка лазером, трением, взрывом и т. д.

Изоляционно-укладочные работы Изоляционно-укладочные работы проводят после сварки трубопровода в непрерывную нить и отрывки траншеи проектного профиля.

Перед нанесением на трубопровод изоляционного покрытия его поверхность необходимо очистить от грязи, ржавчины, окалины, снега и льда, чтобы обеспечить лучшую прилипаемость изоляции.

Для очистки и изоляции трубопроводов в трассовых условиях используются специальные машины. **Очистные машины** предназначены для очистки наружной поверхности труб до металлического блеска и нанесения грунтовки на поверхность трубопровода. Очистная машина представляет собой цилиндрический (кольцевой) корпус, внутри которого находятся силовая и очистная установки. Машина надевается на трубу и перемещается вдоль оси с помощью двигателя внутреннего сгорания. Одновременно осуществляется механическая очистка поверхности трубопровода с помощью скребков и металлических щеток, вращающихся вокруг трубы. Битумная грунтовка подается из бачка насосом и разравнивается на поверхности трубы «полотенцами».

Изоляционные машины предназначены для нанесения на трубопровод мастичного или полимерного пленочного изоляционного покрытия.

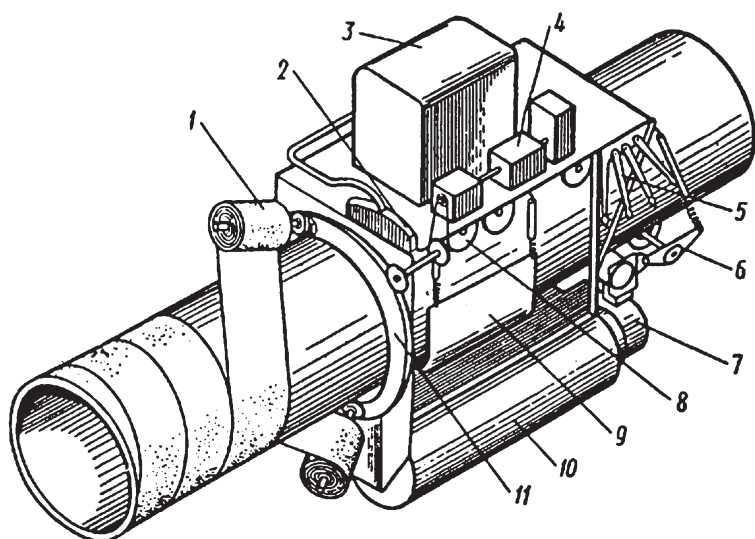


Рис. 19.11. Самоходная битумоизоляционная машина:

1—шпуля; 2—насадок; 3—двигатель; 4—силовая передача; 5—рычаги управления; 6—прижимное устройство; 7—насос; 8—ходовое колесо; 9—обечайка; 10—ванна; 11—обмоточный механизм

Изоляционная машина (рис. 19.11) так же, как очистная, надевается на трубу и перемещается по ней на ходовых колесах 8 с помощью двигателя внутреннего сгорания 3. Машина для нанесения мастики (битумной, АСМОЛ и др.) снабжена емкостью, из которой горячая расплавленная мастика шестеренным насосом через сопло подается на верхнюю образующую трубы и далее—стекает по ней вниз. Формирование изоляционного покрытия необходимой толщины осуществляется с помощью специальной обечайки, перемещающейся соосно трубе. Излишки мастики собираются в бачок, из которого они вновь возвращаются в верхнюю емкость. Для намотки стеклохолста и оберточного материала изоляционная машина оборудована специальным механизмом, состоящим из большой кольцевой звездочки, на боковой поверхности которой имеются оси. На них навешивают шпули с соответствующим рулонным материалом (стеклохолстом, бризолом и т. п.). Конец рулона приклеивается к поверхности трубы и при вращении звездочки с натягом наматывается на трубу. Механизм для намотки рулонных материалов расположен в задней части изоляционной машины.

Изоляционная машина для нанесения на трубопровод полимерных липких лент отличается тем, что не имеет устройств для подогрева и нанесения мастики.

В последние годы появились машины, которые совмещают выполнение функций очистки поверхности трубопровода и нанесения на него полимерных лент. Они представляют собой два последовательно расположенных на общей раме агрегата — силового и изолировочного. Силовой агрегат состоит из дизельного двигателя и коробки перемены передач, а изолировочный включает очистное устройство и механизм нанесения полимерной ленты, аналогичные ранее описанным. Силовой и изолировочный агрегаты соединены на шарнирах, что обеспечивает прохождение машин по трубопроводу на криволинейных участках. Дополнительно такая машина оснащена устройством отсоса пыли, образующейся при очистке трубы. Применение комбинированных машин (комбайнов) позволяет сократить количество потребной техники (машин для изоляции и трубоукладчиков), уменьшить количество обслуживающего персонала, снизить суммарные затраты мощности и металлоемкость машин.

Изоляционно-укладочные работы на строительстве магистральных трубопроводов выполняются двумя способами: совмещенным и раздельным.

При **совмещенном способе** очистка наружной поверхности трубопроводов, их изоляция и укладка в траншею объединены в один процесс, выполняемый механизированной **изоляционно-укладочной колонной** (рис. 19.12). На трубопровод надевают очистную и изоляционную машины, поднимают его трубоукладчиками, установленными на определенном расстоянии друг от друга и начинают работы, перемещаясь вдоль бровки траншеи. Заизолированный трубопровод опускают на подготовленное дно траншеи. Количество и расстановка трубоукладчиков зависит от веса единицы длины трубопровода, то есть от его диаметра и толщины стенки. Основные требования при этом таковы:

- 1) напряжения, возникающие в трубопроводе, должны вызывать только упругие деформации металла;
- 2) изоляционное покрытие в момент касания дна траншеи должно иметь механическую прочность, исключающую ее повреждение частицами грунта;
- 3) должно быть предотвращено опрокидывание трубоукладчиков.

При **раздельном способе** ведения работ процессы изоляции и укладки отделены друг от друга. Благодаря этому, появляется возможность изолировать трубы еще до рытья траншей, т. е. создавать задел, обеспечивающий ускорение работ. В данном случае при строительстве используют заранее изолированные (например, в заводских условиях или на полевых базах) трубы и секции труб. Недостатками способа являются:

- необходимость изоляции стыков при соединении труб или секций в нитку;
- неизбежность повреждения изоляционного покрытия при погрузочно-разгрузочных и транспортных работах.

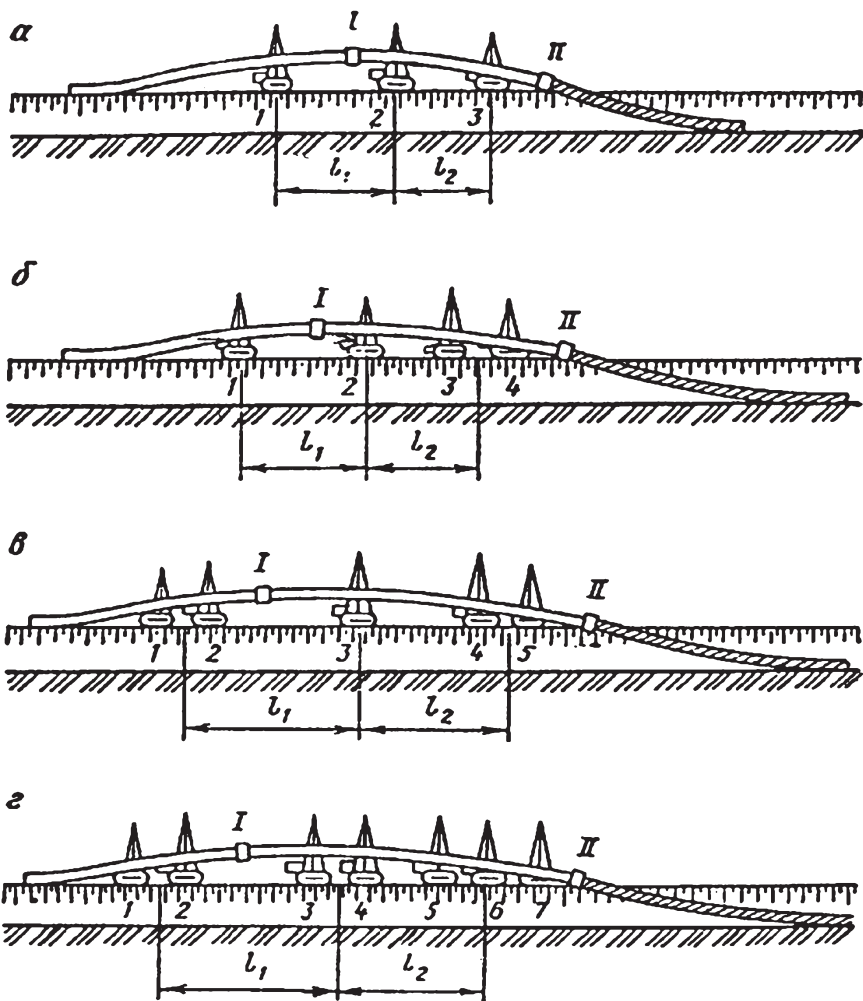


Рис. 19.12. Схема проведения изоляционно-укладочных работ совмещенным способом при различных диаметрах трубопровода:

а) 529...820 мм; б) 1020 мм; в) 1220 мм; г) 1420 мм;

1–7 места расположения кранов-трубоукладчиков по ходу колонны;

I, II – очистная и изоляционная машина;

L_1, L_2 – расстояние между кранами-трубоукладчиками и их группами

Поэтому отдельный способ ведения изоляционно-укладочных работ найдет широкое применение только при применении высокопрочных изоляционных покрытий (эмалевых, эпоксидных, алюминиевых).

Областью преимущественного применения отдельного способа является проведение изоляционно-укладочных работ на болотах и на обводненных участках. В этом случае, с одной стороны, прохождение тяжелой техники изоляционно-укладочных колонн затруднено, а с другой, необходимо предотвратить всплытие пустого трубопровода, т. е. надежно закрепить его на проектных отметках.

Заизолированный трубопровод укладывают в подготовленную траншею одним из следующих способов:

- протаскиванием готового трубопровода по дну траншеи;
- протаскиванием по поверхности водоема с наращиванием секций и последующим погружением на дно траншеи;
- сплавом балластированного трубопровода на понтонах.

В первом случае на головную часть плети надевают специальный оголовок и протаскивают трубопровод по дну подводной траншеи с помощью лебедки, находящейся на противоположном берегу болота или обводненного участка. Чтобы избежать повреждения изоляции, трубопровод предварительно футеруют матами из деревянных реек. Предотвращение всплытия трубопровода достигается предварительной установкой на нем чугунных и железобетонных грузов-утяжелителей.

Во втором случае готовую секцию трубопровода без грузов-утяжелителей с заглушкой на переднем торце перемещают по водной поверхности. После окончания протаскивания одной секции к ней сваркой присоединяют другую длиной 100...200 м и возобновляют протаскивание. После установки всей плети над траншеей ее погружают на дно траншеи навешиванием грузов-утяжелителей с понтонов.

В третьем случае заизолированный трубопровод с закрепленными на нем грузами-утяжелителями сплавляют по воде на понтонах, удерживающих его на плаву, и устанавливают над осью траншеи. Затем трубопровод погружают на дно траншеи путем последовательного отсоединения понтонов.

Очистка внутренней полости и испытание трубопроводов

При строительстве внутри трубопровода попадают грязь, вода, снег, инструменты и другие посторонние предметы. Кроме того, на внутренней поверхности труб имеется окалина, а порой и ржавчина. Если их не удалить, то впоследствии перекачиваемый продукт будет загрязнен и его качество ухудшится. Кроме того, могут образоваться

ся пробки (в местах установки запорной арматуры, на фильтрах и т. п.), препятствующие движению потока. В связи с этим после выполнения сварочно-монтажных, изоляционно-укладочных и земляных работ производят очистку внутренней полости трубопроводов.

Применяют два способа очистки: продувку воздухом (или газом) и промывку водой.

В настоящее время основным способом очистки внутренней полости трубопроводов диаметром менее 219 мм является **продувка трубопроводов высокоскоростным потоком воздуха или газа**. Предпочтительнее осуществлять продувку сжатым воздухом. В качестве ресивера (емкости для накопления сжатого воздуха) используется смежный участок трубопровода, перекрытый с двух сторон запорной арматурой или заглушками. Воздух нагнетается в него передвижными компрессорными станциями. Геометрический объем ресивера должен быть не меньше объема очищаемого участка, а давление воздуха в нем должно быть равно 0,6...1,2 МПа.

Для очистки трубопроводов диаметром более 219 мм их продувку выполняют с **использованием очистных поршней**, перемещаемых потоком сжатого воздуха.

В отдельных случаях, как исключение, по специальному согласованию продувку выполняют природным газом. Его источниками могут быть месторождения газа, расположенные вблизи трассы трубопровода или питающие строящийся магистральный газопровод, либо проложенный рядом действующий магистральный газопровод.

Однако следует иметь в виду, что природный газ образует с воздухом взрывоопасную смесь. Поэтому при продувке газом с использованием очистных поршней, способных вызвать искру от столкновения с иными предметами, из трубопроводов предварительно должен быть вытеснен воздух. Для этого очищаемый участок продувают одним газом под давлением не более 0,2 МПа. Вытеснение воздуха считается законченным, когда концентрация кислорода в газе, выходящем из трубопровода станет не более 2%. Содержание кислорода определяют газоанализатором.

Промывка внутренней полости трубопроводов водой применяется в случаях, когда их испытание на прочность и герметичность будет проводиться гидравлическим способом. При промывке по трубопроводам в потоке пропускают поршни-разделители. Промывка заканчивается, когда очистное устройство выходит из противоположного конца трубопровода.

Испытание трубопроводов на прочность и герметичность проводят после завершения всех предшествующих работ (укладки, засыпки, очистки полости, врезки линейной арматуры).

Применяют следующие способы испытаний: гидравлический, пневматический и комбинированный.

Гидравлическое испытание выполняют главным образом водой. В качестве ее источников используют естественные или искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища, каналы и т. п.). Трубопровод заполняется водой с помощью наполнительных агрегатов через узлы подключения. Поскольку присутствие воздуха в полости трубопровода может исказить результаты испытаний, то для его удаления в повышенные точки профиля врезаются воздуховыпускные краны.

При испытаниях на прочность в трубопроводе необходимо создать давление, на 10...25% превышающее то, с которым будет вестись перекачка. Сначала давление в испытуемом участке повышают наполнительными агрегатами. Когда же их технические возможности будут исчерпаны, наполнительные агрегаты отключают и включают опрессовочные агрегаты. После достижения расчетного давления их отключают, закрывают задвижки и выдерживают трубопровод под испытательным давлением 24 ч.

Если в процессе подъема или выдержки давления случаются разрывы, то трубы разрушенного участка заменяют новыми, а испытание повторяют.

При испытании на герметичность измеряют снижение рабочего давления в течение определенного промежутка времени. Если оно незначительно, то делают вывод о герметичности испытуемого участка трубопровода.

Заканчиваются гидравлические испытания вытеснением воды из полости трубопровода. На магистральных газопроводах для этого пропускают не менее двух поршней-разделителей со скоростью 3...10 км/ч под давлением сжатого воздуха или газа. Воду из нефте- и нефтепродуктопроводов после их испытания удаляют одним поршнем-разделителем, перемещаемым под давлением транспортируемого продукта.

Пневматическое испытание трубопроводов выполняют сжатым воздухом или природным газом. Их источники и средства закачки те же, что и при продувке. Повышение давления в трубопроводе производится в несколько ступеней с обязательным осмотром трассы при достижении давления, равного 30% от испытательного. Затем давление поднимают до испытательного ($1,1 P_{\text{раб}}$) и, перекрыв запорную арматуру, выдерживают трубопровод в течение 12 ч. Допустимое снижение давления — не более 1%. Затем давление снижают до рабочего и выдерживают его еще не менее 12 ч. В случае утечек воздуха или разрыва труб подача воздуха немедленно прекращается, давление снижается до атмосферного и выполняют работы по устранению дефектов, после чего испытание возобновляется. По окончании испытания оборудование демонтируют и перебазировывают на новый участок.

Достоинством пневматического метода испытаний является отказ от использования значительных количеств воды. Кроме того, нет необходимости вытеснять ее по окончании испытаний. Поэтому он широко ис-

пользуется при испытаниях на прочность и герметичность магистральных газопроводов. Однако обнаружение негерметичности трубопроводов с помощью этого метода связано с определенными трудностями. Так, при компримировании воздух нагревается. При его последующем охлаждении в трубопроводе уменьшается давление, что ошибочно можно идентифицировать как утечку. С другой стороны, воздух является сжимаемой средой. Поэтому даже при наличии мелкой утечки темп снижения давления в трубопроводе невелик.

Гидравлический метод позволяет зафиксировать даже незначительные негерметичности: вода является практически несжимаемой средой и сравнительно небольшая ее утечка приводит к заметному снижению давления в трубопроводе. Чтобы уменьшить количество используемой воды ее последовательно перемещают из одного испытываемого участка в другой. Однако если опрессовочную воду не удалось вытеснить полностью, то это приводит к внутренней коррозии трубопроводов. Кроме того, не всегда по трассе имеются достаточные для проведения испытаний объемы воды.

Чтобы надежно установить отсутствие утечек в трубопроводах в условиях ограниченных ресурсов воды прибегают к комбинированному методу испытаний, когда давление в трубопроводе создается двумя средами — воздухом и водой или природным газом и водой. В этом случае сначала полость трубопровода заполняют сжатым воздухом или газом, а затем поднимают давление до испытательного, закачивая воду опрессовочными агрегатами.

19.4. Особенности сооружения переходов магистральных трубопроводов через преграды

Магистральные трубопроводы пересекают на своем пути, как правило, большое число естественных и искусственных препятствий.

К **естественным** относят препятствия, сформировавшиеся на земной поверхности без участия человека (реки, озера, болота, овраги и т. п.). Под **искусственными** понимают препятствия, появившиеся в результате деятельности человека (железные и автомобильные дороги, каналы, водохранилища и т. п.).

Преодолеть данные препятствия можно по воздуху (воздушные переходы), под землей (переходы под железными и автомобильными дорогами) и под водой (подводные переходы).

Воздушные переходы Воздушные переходы устраиваются при пересечении трубопроводом нешироких болот, оврагов, рек, каналов, участков, под дневной поверхностью которых ведется выемка породы, полезных ископаемых и т. д.

Принципиальные схемы воздушных переходов через естественные и искусственные препятствия приведены на рис. 19.13. **Однопролетный балочный переход** (рис. 19.13а) применяется при пересечении узких преград с устойчивыми стенками. **Арочный переход** (рис. 19.13б) трубопровода не имеет промежуточных опор и способен к некоторой компенсации температурных деформаций труб. **Многопролетный балочный переход** (рис. 19.13в) сооружают при пересечении относительно широких препятствий, дно которых сложено из устойчивых горных пород. Включение в схему П-, Г- или Z-образных компенсаторов позволяет избегать разрушений при удлинении труб. **Трапецеидальный переход** (рис. 19.13г) отличается от арочного способностью компенсировать удлинения труб в большей степени. При переходе в виде самонесущей провисающей нити (рис. 19.13ж) трубопровод подвешивается к опорным устройствам и материал труб воспринимает нагрузку от собственной массы и массы перекачиваемого продукта. Самонесущие висячие трубопроводы применяются при строительстве газопроводов диаметром до 100 мм.

В зависимости от условий строительства все виды воздушных переходов объединяются в три группы: балочные, подвесные и самонесущие.

Балочные переходы, как правило, бывают многопролетными, т. е. с несколькими промежуточными опорами. Опоры могут быть неподвижными, шарнирными или скользящими. Шарнирные опоры отличаются от неподвижных возможностью поворота в плане вокруг неподвижной оси. Подвижная опора допускает перемещение трубопровода в направлении его продольной оси.

Сооружение балочных переходов производится в следующей последовательности:

- устраивают опоры под трубопроводы и компенсаторы;
- монтируют трубопровод на специальной площадке частично или полностью;
- укладывают трубопровод на опоры участками или сразу на полную длину;
- замыкают стыки и производят окраску наружной поверхности антикоррозионными покрытиями.

Подвесные (вантовые, висячие) переходы отличаются от балочных тем, что роль промежуточных опор выполняют канаты, удерживающие трубопровод от провисания. Для крепления несущего троса 5 служат

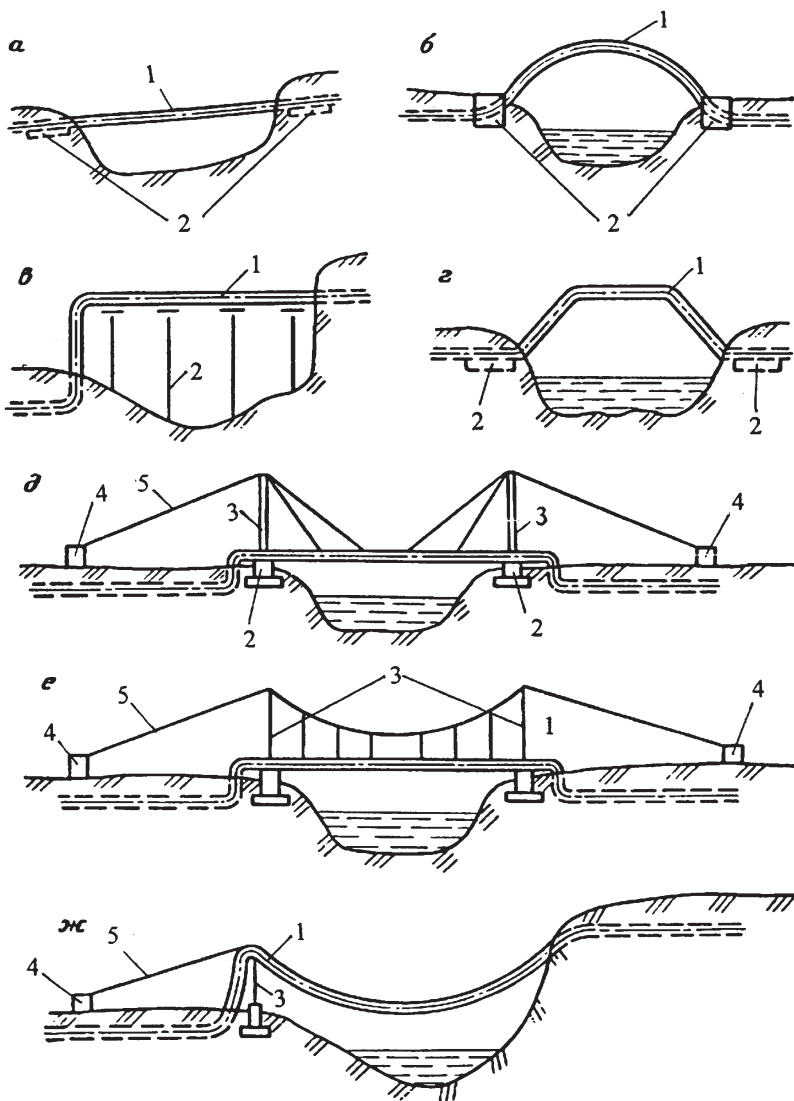


Рис. 19.13. Надземные схемы переходов через естественные и искусственные препятствия:

- а) однопролетный балочный переход; б) арочный переход;
 в) многопролетный балочный переход с компенсатором;
 г) трапецидальный переход; д) вантовый переход;
 е) висячий переход; ж) переход в виде самонесущей провисающей нити;
 1—трубопровод; 2—опора; 3—пилон; 4—якорь; 5—несущий трос

пилоны 3 и якоря (анкерные опоры) 4. **Пилоном** называют опору, к которой подвешивается несущий трос. Высота пилона должна быть достаточно большой, чтобы обеспечить необходимый прогиб каната, а также запас высоты для прохода судов под трубопроводом. Нижняя массивная часть пилона из бетона или бутобетона опирается на грунт, играя роль фундамента, а верхняя легкая играет роль мачты. Якорями называют опоры, служащие для крепления концов несущего троса.

При сооружении подвесных переходов первой операцией является сооружение опор (нижней части пилонов и якорей). Одновременно монтируется верхняя часть пилонов. Монтаж верхней части пилонов к опорам осуществляется после их подъема с помощью трубоукладчиков, автокранов и т. п. После этого между пилонами натягивается несущий трос с подвесками. Далее с помощью полиспастов, закрепленных на несущем тросе на предельно возможных расстояниях по условиям прочности трубопровода, его поднимают на уровень подвесок и закрепляют их.

В **самонесущих (арочных, трапецеидальных, в виде провисающей нити) переходах** нагрузку трубопровод воспринимает на себя. При монтаже арок сначала на специальном станке гнут необходимое число труб в соответствии с ее расчетной кривизной. Затем на монтажной площадке сваривают арку на полную длину, а также собирают на ней все элементы оснастки. Далее подготовленную к установке арку испытывают внутренним давлением, наносят на нее антикоррозионное покрытие, после чего перетаскивают через препятствие. Заканчиваются работы подъемом арки и ее закреплением на опорах.

Переходы под железными и автомобильными дорогами

При пересечении железных дорог и автодорог I...III категории (свыше 1000 автомобилей в сутки) нарушение насыпи и образование даже минимальных просадок ее поверхности не допускается. Поэтому сооружение подземных переходов под ними производится **бестраншейным методом**, т. е. без устройства открытой траншеи.

Конструкция перехода такова. Трубопровод с целью дополнительной защиты от внешних нагрузок укладывается в кожухе, длина которого на 10...40 м превышает ширину полотна дороги, а диаметр не менее чем на 200 мм больше диаметра трубопровода. Кожух, как и основной трубопровод, покрыт антикоррозионной изоляцией. На переходах газопроводов межтрубное пространство в кожухе сообщается с атмосферой посредством вытяжной свечи диаметром 100...150 мм и высотой не менее 5 м. На переходах нефте- и нефтепродуктопроводов вытяжные свечи не устраивают. Кожух укладывается с уклоном не менее 0,002 с тем, чтобы при ава-

рийном разрыве трубопровода нефть (нефтепродукты) стекала в специальный сборный колодец.

Технология работ по бестраншейной прокладке переходов включает следующие основные этапы:

- подготовительные работы;
- прокладку кожуха под полотном дороги;
- прокладку трубопровода внутри кожуха;
- устройство вытяжной свечи или сборного колодца.

В ходе **подготовительных работ** по обе стороны дороги устраиваются котлованы: рабочий и приемный. Рабочий котлован имеет размеры, позволяющие установить в нем все необходимые машины и механизмы и выполнять работы, связанные с укладкой кожуха. Размеры приемного котлована должны быть такими, чтобы в нем можно было выполнить необходимые работы по присоединению дополнительных труб перехода.

Прокладка кожуха под полотном дороги может быть выполнена различными способами: прокалыванием, продавливанием и горизонтальным бурением.

Способ прокалывания заключается в том, что лобовую часть кожуха оснащают специальным заостренным наконечником с диаметром на 30...40 мм больше диаметра кожуха, а на заднюю часть создают давление домкратами, упирающимися в заднюю стенку котлована. По мере вдавливания кожуха в грунт его наращивают дополнительными заранее подготовленными секциями. Такой способ прокладки требует очень больших усилий продавливания (при диаметре менее 100 мм — до 40 т, при 200 мм — до 100 т, при 520 мм — до 200 т).

Сущность **способа продавливания** состоит в том, что кожух вдавливается в грунт открытым концом, а поступающий внутрь кожуха грунт удаляется. При этом усилие продавливания существенно меньше, т. к. определяется в основном силой трения грунта о наружную поверхность кожуха. Чтобы еще больше уменьшить сопротивление, головную часть кожуха снабжают специальным режущим кольцом с диаметром на 30...40 мм больше диаметра основной трубы. Усилие на заднюю часть кожуха также создается домкратами. Грунт из трубы удаляется механическими приспособлениями или гидроразрывом с последующей откачкой пульпы. Способ продавливания позволяет проходить за смену лишь 2...3 м при диаметре труб 1000...1200 мм. Усилие продавливания при этом составляет от 140 до 300 т.

Основным недостатком данных способов прокладки труб под дорогами является необходимость постепенного наращивания либо длины кожуха, либо длины толкающих элементов, поскольку длина хода поршней домкратов составляет 1...2 м.

Способ горизонтального бурения (рис. 19.14) позволяет прокладывать кожух сразу на полную длину. В рабочий котлован 2 на ролики 8 помещают прокладываемый кожух 9. Внутри кожуха размещается шнековый механизм 7, на конце которого установлен буровой инструмент 1. Другой конец шнекового механизма связан с силовой установкой 6, которая удерживается на весу трубоукладчиком 5. Подача шнекового механизма и кожуха вперед осуществляется с помощью лебедки, совмещенной с силовой установкой, усилие от которой передается через тросы 4 на опору 3. Буровой инструмент режет грунт впереди трубы, а шнековый механизм перемещает его по кожуху, из которого он высыпается в рабочий котлован.

Установки горизонтального бурения УГБ-2, ГБ-1421, ГБ-1422 позволяют прокладывать кожухи диаметром 1220...1420 мм со скоростью от 0,3 до 10 м/ч при осевом усилии от 8 до 80 т.

После прокладки кожуха через него **протаскивают заранее подготовленный трубопровод**. Для этого его сваривают, изолируют, футеруют и подвергают гидравлическим испытаниям. С целью уменьшения усилия протаскивания на трубопроводе закрепляют роликовые опоры.

Завершается сооружение перехода устройством вытяжной свечи или сборного колодца, а также восстановлением придорожных сооружений и ландшафта местности.

Подводные переходы К **подводным переходам** относятся участки магистральных трубопроводов, пересекающие естественные и искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища) по их дну. Границы подводного перехода определяются уровнем, до которого вода в водоеме поднимается не чаще 10 раз за 100 лет.

Схема подводного перехода показана на рис. 19.15. Она включает основную 2 и резервную 3 нитки трубопровода, а также береговые задвижки (на газопроводах — краны) 1. В случае возникновения аварийной ситуации на основной нитке, она отключается запорными устройствами 1, а транспортируемый продукт пускается по резервной нитке (дюкеру). При ширине водной преграды в межень (в среднем) менее 75 м резервную нитку допускается не сооружать.

Магистральные трубопроводы прокладывают, как правило, с заглублением в дно водоемов. Земляные работы под водой выполняют с помощью специальных землеройных машин (земснарядов, грунтососов, гидромониторов и т. д.). Широко распространена разработка подводных траншей скреперными установками, приводимыми в движение с обеих сторон реки либо лебедками, либо тракторами с помощью канатов. В отдельных случаях (при глубине водоемов не более 2...3 м) разработку подводной траншеи ведут экскаватором, установленным на понтоне, перемещаемом

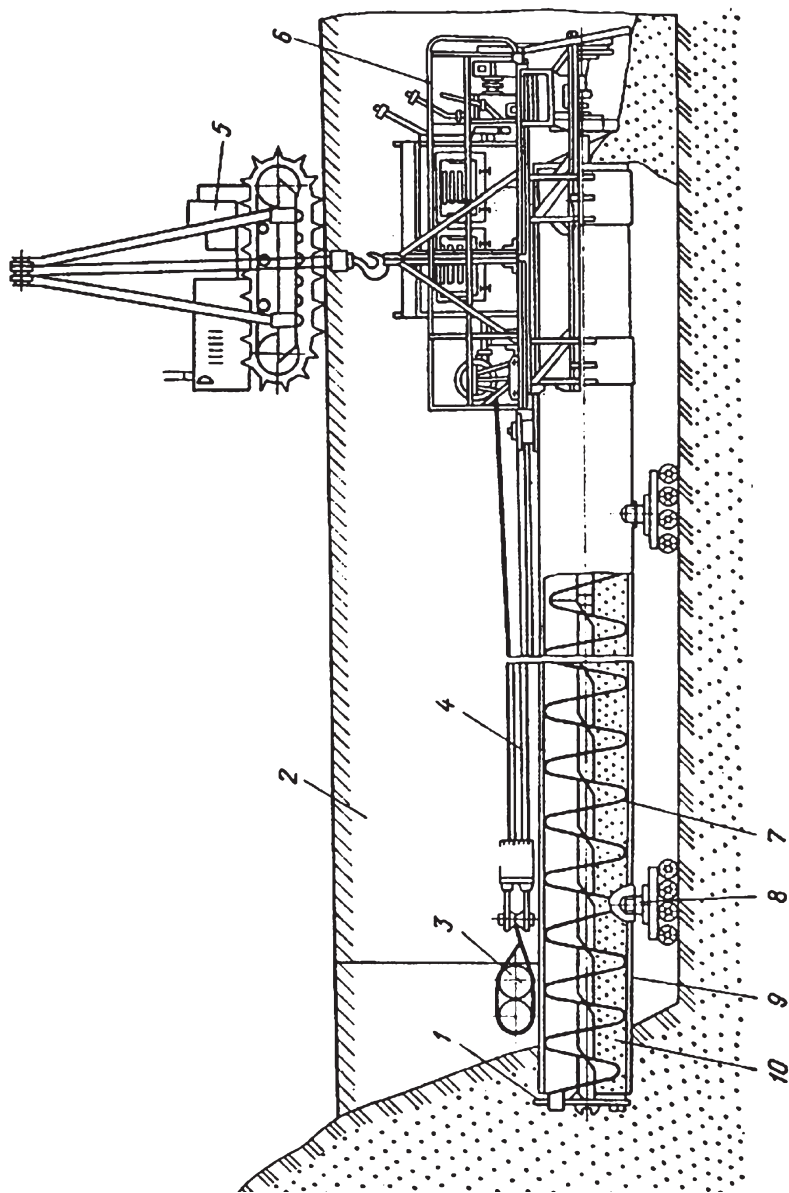


Рис. 19.14. Схема горизонтального бурения:

- 1 — буровой инструмент; 2 — рабочий котлован; 3 — опора; 4 — тросы; 5 — трубоукладчик; 6 — силовая установка;
- 7 — шнековый транспортер; 8 — ролики; 9 — прокладываемый кожух; 10 — разрабатываемый грунт

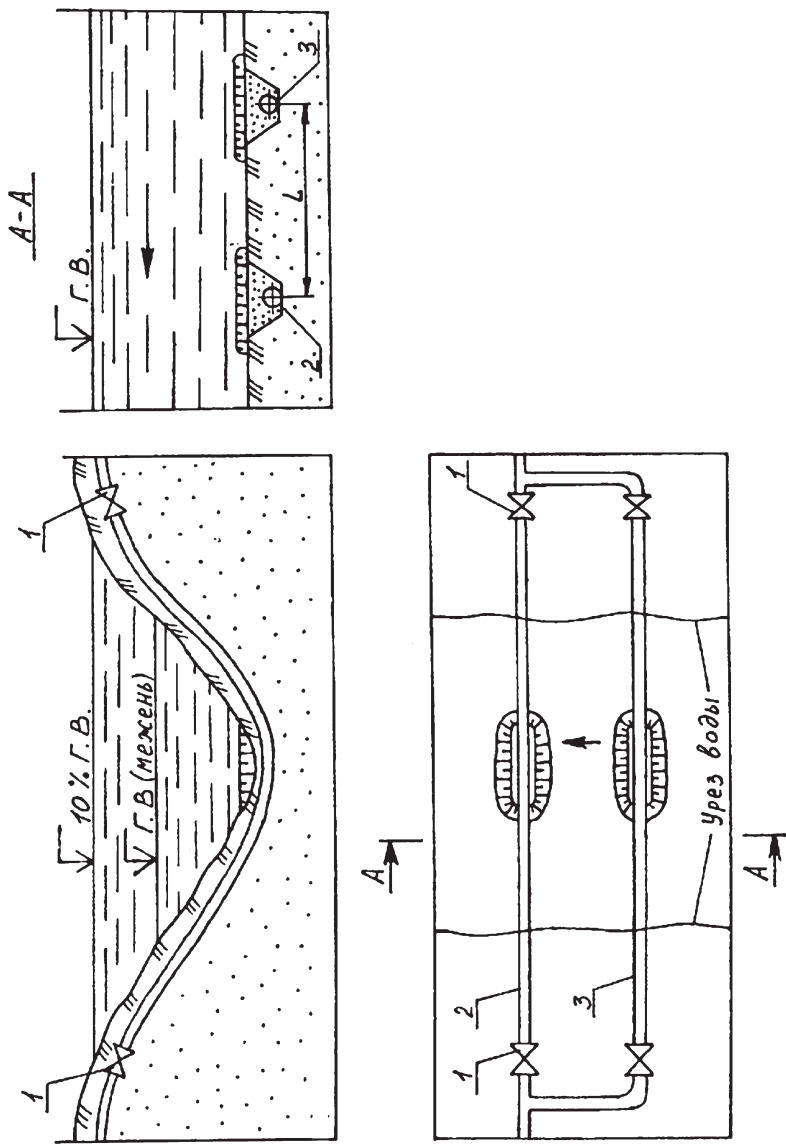


Рис. 19.15. Схема подводного перехода:
 1 — отключающие устройства (задвижки — на нефтепродуктопроводах, краны — на газопроводах);
 2 — основная нитка трубопровода; 3 — резервная нитка трубопровода

в свою очередь с помощью лебедок, которые наматывают тросы, закрепленные якорями на берегу.

Перед укладкой трубопровод сваривают, наносят на него изоляционное покрытие, футеруют матами из деревянных реек, после чего его балластируют.

Балластировка, или утяжеление трубопровода производится с целью предотвращения его всплытия. Для этого используют одиночные чугунные или железобетонные пригрузки, а также сплошные покрытия из бетона или асфальтобетона. В настоящее время широко распространены чугунные пригрузки в виде двух полумуфт, скрепляемых болтами. Они жестко фиксируются на трубопроводе через определенные расстояния. Железобетонные пригрузки различны по конструкции. Часть из них имеет седлообразную форму и жестко на трубе не фиксируется. Другие разным образом закрепляются на трубе. Однако применение одиночных пригрузов требует увеличения размеров отрываемой траншеи. Наиболее перспективным является применение анкеров, утяжеление труб сплошным покрытием из бетона или заполнение утяжеляющим раствором межтрубного пространства (при схеме прокладки типа «труба в трубе»).

Подготовленный к укладке трубопровод состоит из одной или нескольких секций, общая длина которых на несколько десятков метров превышает ширину водной преграды между урезами воды.

В настоящее время применяется три способа укладки трубопроводов в подводные траншеи: протаскивание по дну, погружение с поверхности воды трубопровода полной длины и погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода. Первые два способа аналогичны применяемым при строительстве трубопроводов на болотах и обводненных участках трассы. В последнем случае трубопровод заглубляют по мере присоединения к нему все новых секций.

19.5. Строительство морских трубопроводов

Освоение нефтяных и газовых месторождений, расположенных на шельфе, невозможно без строительства трубопроводов. На современных морских нефтепромыслах одни подводные трубопроводы связывают отдельные морские платформы с центральным накопителем и плавающим причалом, который оборудован для швартовки танкеров, другие соединяют накопители непосредственно с береговым нефтехранилищем.

Технология строительства морских трубопроводов предусматривает следующие этапы: земляные работы, подготовку трубопровода к укладке, его укладку, засыпку и защиту от повреждений.

Необходимость в заглоблении морских трубопроводов связана с тем, что в противном случае они могут быть повреждены при перемещении прибрежных льдов, тралами, якорями судов и т. п. При **земляных работах** используются устройства, разрабатывающие траншею как с поверхности воды, так и в подводном положении. К первым относятся плавучие земснаряды, гидромониторные установки, грейферные землечерпалки, пневматические и гидравлические грунтососы. Ко вторым — различного рода автономные устройства, работающие под водой.

Так, в Италии создан земснаряд S-23, который может разрабатывать траншею на глубине до 60 м. Рытье траншеи осуществляется фрезерным рыхлителем со скоростью до 130 м/ч в грунтах средней плотности. Параметры отрываемой траншеи следующие: глубина — до 2,5 м, ширина по дну — от 1,8 до 4,5 м.

В Японии разработаны бульдозер и экскаватор для ведения работ под водой на глубине до 70 м. Бульдозер массой 34 т имеет мощный двигатель и перемещается на гусеницах. В отличие от земснарядов он может разрабатывать плотные грунты.

Подводный экскаватор предназначен для разработки траншей при сооружении морских трубопроводов, котлованов под фундаменты различных морских сооружений и дноуглубительных работ. Скорость его перемещения по дну составляет 3 км/ч. Управляют экскаватором два оператора с надводного судна.

Перед укладкой на трубопровод наносят защитное покрытие и осуществляют его пригрузку против всплытия. Мировой опыт строительства морских трубопроводов показал, что лучшим защитным покрытием для них и одновременно пригрузом является бетонное покрытие.

Укладка морских трубопроводов осуществляется протаскиванием либо с поверхности моря постепенным наращиванием.

Схема протаскивания приведена на рис. 19.16. Трубопровод 1 движется по роликовой спусковой дорожке 5. Тяговое усилие по тросу 2 передается от лебедки, установленной на судне 3. Судно удерживается якорями 4. Метод протаскивания прост, обеспечивает укладку трубопровода точно по трассе. Однако он применим при укладке трубопроводов длиной лишь до 15 км.

Схема укладки с поверхности моря постепенным наращиванием (рис. 19.17) получила наибольшее распространение. Трубоукладочное судно 4 закрепляется на якорях 6, каждый из которых выдерживает усилие

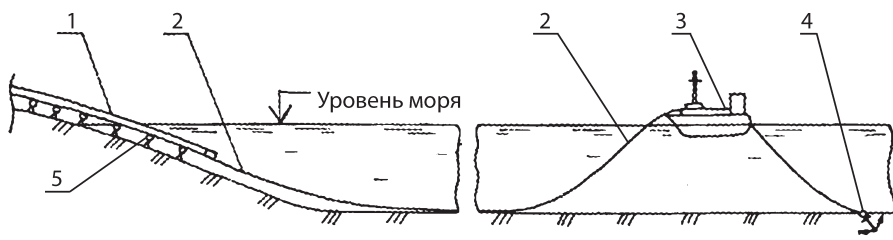


Рис. 19.16. Схема протаскивания трубопровода:
1 — трубопровод; 2 — трос; 3 — судно с лебедкой; 4 — якоря; 5 — роликовая спусковая дорожка

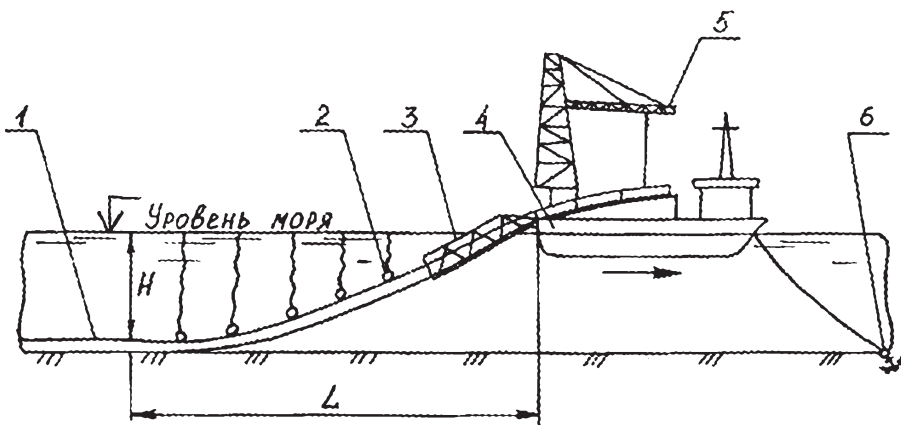


Рис. 19.17. Схема укладки трубопровода трубоукладочным судном:
1 — трубопровод; 2 — полавки; 3 — жесткая приставка, на которой лежит конец трубопровода; 4 — трубоукладочное судно; 5 — кран; 6 — якоря

до 10 т. На судне создается запас обетонированных труб, секции которых длиной по 36 м доставляются специальными транспортными судами. Длина трубоукладочного судна позволяет соединять секции в плети длиной 180 м.

Укладка трубопровода 1 осуществляется следующим образом. На судне 4 сваривают очередную плеть, стыки изолируют, бетонируют и оснащают поплавками 2. Плеть стыкуют с концом трубопровода, уложенного ранее и удерживаемого натяжным устройством и специальной жесткой приставкой 3. Угол наклона этой приставки выбирается таким, чтобы максимально уменьшить напряжения в спускаемом трубопроводе. Стык изолируют и бетонируют, после чего плети спускают в воду на понтонах. Отстроповка понтонов производится автоматически на заданной глубине.

Судно «Сулейман Везиров» водоизмещением 8900 т за сутки может уложить под водой 1,2 км сваренных труб диаметром 200...800 мм. Судно-трубоукладчик финской фирмы «Вяртсиля» водоизмещением 41 000 т позволяет укладывать до 2,5 км трубопровода диаметром 530 мм в сутки на глубине до 300 м. Запаса труб на них хватает для работы в течение 5...10 суток.

Укладка морских трубопроводов с предварительной отрывкой траншеи связана со значительными затратами. Прокладка траншеи в море обходится раз в сто дороже, чем на суше. Кроме того, точно уложить трубу в траншею с борта качающегося на волнах судна достаточно сложно.

Дешевле и проще заглубить в грунт стальной трубопровод, уже уложенный на дно. Для этого сконструированы специальные подводные агрегаты-трубозаглубители. Их основным элементом является тележка, которая катится по трубе. На тележке закреплены различные заглубляющие приспособления: гидромониторные сопла, плуги, фрезы или роторные колеса. Энергия для их привода подается с борта судна по кабельной линии, которая достигает в длину 1 км и более. В последнее время трубозаглубители оснащаются подводными телекамерами, что позволяет контролировать их работу с поверхности.

Для **защиты морских трубопроводов от повреждений** в прибрежной зоне наиболее часто используется каменная наброска. Отсыпку камня производят с борта барж с наклонными бункерами и вибраторами. Нередко применяются суда с гладкой палубой, за борт которых камни сбрасывает бульдозер. Точность такой отсыпки невелика. Поэтому в настоящее время роль бульдозера выполняют специальные щиты, которыми управляют гидроцилиндры, связанные с ЭВМ. Такие устройства позволяют качественно выполнить засыпку трубопровода при волнах высотой в двухэтажный дом и скорости ветра до 15 м/с.

Другой способ защиты морских трубопроводов от повреждений — это укладка асфальта поверх траншеи. Асфальтирование морского дна производится с помощью плавучего асфальтового завода. С его палубы готовая смесь подается на дно по вертикальной трубе, в центре которой проходит труба-подогреватель, с тем чтобы из-за контакта с относительно холодной водой асфальт не успел остыть. На дне асфальт разравнивает и укатывает автоматическое устройство, аналогичное применяемым при асфальтировании площадей и улиц. За один проход укладчика на дне появляется заасфальтированный участок шириной 5 м и толщиной 85 мм.

20. Сооружение насосных и компрессорных станций магистральных трубопроводов

20.1. Состав работ, выполняемых при сооружении насосных и компрессорных станций

Началу строительных работ предшествует **подготовительный этап**. В ходе него осуществляют:

- устройство строительной площадки и подъездных путей;
- подведение и разводку линий энерго- и водоснабжения;
- сооружение временных помещений для проживания и бытового обслуживания рабочих, а также для размещения прибывающих оборудования и материалов;
- доставку на строительную площадку топлива, оборудования и строительных материалов.

Для быстрого развертывания строительно-монтажных работ прежде всего осваивают строительную площадку: ограждают территорию, прокладывают дороги, сооружают растворно-бетонный узел, склады. Одновременно размещают заказы на поставку строительных материалов, на изготовление железобетонных и металлических конструкций.

В качестве источников воды выбирают артезианские скважины или естественные водоемы. Количество подаваемой воды должно быть достаточным, чтобы обеспечить ее потребление на хозяйственно-питьевые, производственные и противопожарные нужды. Для подачи воды сооружают временную насосную и подводящие водоводы.

Для временного энергоснабжения строительной площадки используются постоянные или временные источники энергии.

В качестве постоянных используются линии электропередач (ЛЭП), подключение к которым производится через понижающие трансформаторные подстанции. Роль временных источников энергии выполняют пе-

редвижные электростанции, силовыми установками в которых являются двигатели внутреннего сгорания.

Рабочих, занятых на строительстве, расселяют в благоустроенных жилых городках, скомплектованных из передвижных домиков различного типа. Жилые городки оборудуются дорожками, кюветами для стока воды и наружным освещением. Обязательным элементом городков являются столовая и санитарно-гигиенические сооружения.

Работы, выполняемые в ходе **основного этапа**, подразделяются на общестроительные и специальные. К **общим строительным работам** относят разбивочные, земляные, бетонные, монтажные работы по сооружению зданий и работы по устройству кровли. К **специальным строительным работам** относят работы по монтажу перекачивающих агрегатов, основного и вспомогательного технологического оборудования, технологических трубопроводов, резервуаров для нефти и нефтепродуктов, систем водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции, систем контрольно-измерительных приборов и автоматики, телемеханики и связи.

20.2. Общестроительные работы на перекачивающих станциях

Разбивочные работы Прежде чем начать какие-либо работы, связанные со строительством любого объекта НС или КС, основные оси и размеры сооружений переносят с чертежей на местность. Работы, выполняемые при этом, называют **разбивочными**.

Предварительно создают опорную геодезическую сеть, привязанную в горизонтальном и высотном положении к государственной триангуляционной и нивелирной сети. Опорные точки на строительной площадке закрепляют реперами — бетонными, металлическими или деревянными столбами диаметром 12...15 см и длиной 2 м.

Привязку проекта НС или КС к местности осуществляют в системе прямоугольных координат. Для этого на генеральный план наносят строительную сетку квадратов, а затем в соответствии с ней производят разбивку осей зданий.

Земляные работы В ходе земляных работ на площадках НС и КС производят планировку территории, отрывают котлованы под фундаменты зданий, роют траншеи для прокладки трубопроводов и инженерных сетей.

Целью **планировки территории** является выравнивание территории строительной площадки. Эти работы производят с помощью бульдозеров. Ими грунт, срезаемый с холмов, перемещается во впадины. Если срезанного грунта недостаточно для засыпки впадин, то недостающий грунт завозят извне.

При **отрывке котлованов** на строительстве НС и КС используют две схемы выполнения работ: разработку отдельных котлованов (под фундаменты стен, колонн, агрегатов) и устройство общего котлована сразу под все здание с тем, чтобы можно было выполнить все работы нулевого цикла, а затем свободное пространство засыпать.

Первую схему применяют, когда объем подземного строительства невелик или когда на строительной площадке нет землеройных машин достаточной мощности.

Значительно более распространена на строительстве НС и КС вторая схема. Для разработки грунта в этом случае применяют одноковшовые экскаваторы с прямой и обратной лопатой. В легких грунтах для разработки котлованов применяют бульдозеры.

Для защиты мест производства земляных работ от притока ливневых и талых вод устраивают дренажные каналы. С целью предотвращения притока грунтовых вод там, где их уровень высок, прибегают к местному водопонижению. Для этого вокруг котлованов отрывают дренажные траншеи или колодцы, а также монтируют иглофильтровые установки или сооружают трубчатые колодцы с глубинными насосами.

Бетонные работы В ходе бетонных работ изготавливаются фундаменты под здания, сооружения и оборудование на НС и КС. По характеру работы их можно подразделить на две основные группы: фундаменты под статические нагрузки и фундаменты под динамические нагрузки.

Фундаменты первой группы сооружают под стены зданий, колонны, стойки, отдельно стоящие колонны, стенки резервуаров и т. п. Их основное назначение — воспринимать расчетную нагрузку и равномерно распределять ее воздействию на грунт. Кроме того, осадка не должна превышать расчетной величины.

Под статические нагрузки сооружают одиночные, ленточные и свайные фундаменты.

Одиночные фундаменты применяют под одиночные сосредоточенные нагрузки (колонны, мачты, опоры). Возводят их из бетона, железобетона или бутобетона. Фундамент в плане имеет форму параллелепипеда. При необходимости под опорой в центре фундамента делается выемка требуемых размеров (рис. 20.1).

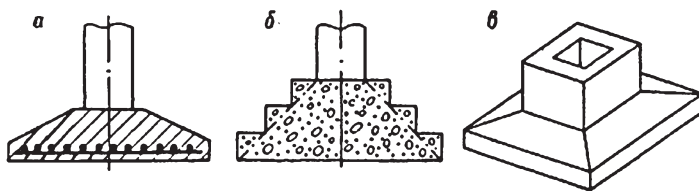


Рис. 20.1. Одиночные фундаменты:
 а) железобетонный; б) бетонный, изготавливаемый на месте установки;
 в) заводского изготовления

Ленточные (сплошные) фундаменты устраивают под линейно распределенные нагрузки (стены зданий). Такие фундаменты бывают монолитными и сборными (рис. 20.2). Их применяют при глубине заложения не более 4 м.

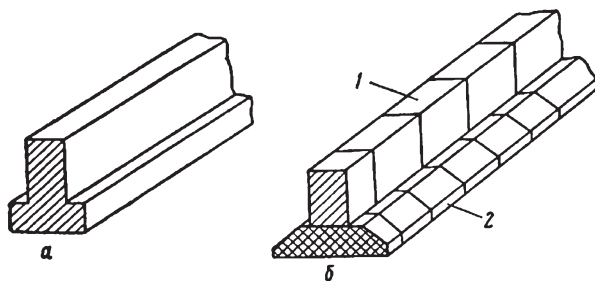


Рис. 20.2. Ленточный фундамент:
 а) монолитный; б) сборный; 1 – стеновой блок; 2 – блок-подушка

Свайные фундаменты в целом дешевле других и поэтому используются достаточно широко. В обязательном порядке их устраивают под здания и сооружения, сооружаемые на слабых или просадочных грунтах, когда прочный грунт находится на большой глубине (рис. 20.3). Сваи воспринимают нагрузку от сооружений и передают ее на прочный грунт. По способу погружения различают сваи **забивные** (погружаемые в грунт при помощи вибро- или дизель-молота) и **набивные** (изготавливаемые на месте).

Достоинствами свайных фундаментов является простота их устройства и возможность передавать нагрузки от сооружений на глубокие слои грунта без рытья котлованов. Кроме того, благодаря свайным фундаментам удастся исключить тепловое воздействие зданий и сооружений на вечномёрзлые грунты.

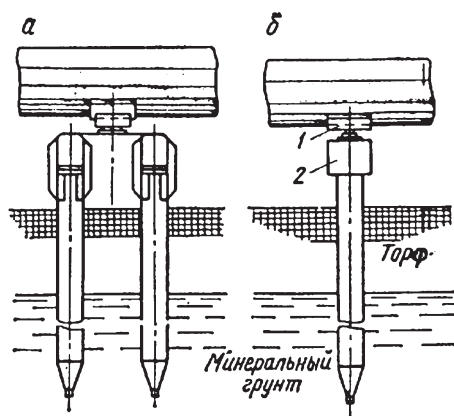


Рис. 20.3. Схема свайной опоры:
 а) шарнирная; б) скользящая;
 1 – металлическая опорная подушка; 2 – сборная железобетонная насадка

Глубину заложения фундамента назначают ниже глубины промерзания грунта.

Под насосы, компрессоры, газотурбинные установки и другое оборудование с подвижными частями сооружают фундаменты, рассчитанные не только на статическую, но и **на динамическую нагрузку**. Фундаменты данного типа бывают массивные и рамные. Их общий вид показан на рис. 20.4.

При сооружении фундаментов под динамические нагрузки необходимо выполнять ряд требований. Так, фундамент под перекачивающий агрегат (насос и электродвигатель, нагнетатель и газовую турбину и т. п.) должен быть общим. Фундамент агрегата не должен жестко соединяться со стенами здания и фундаментом под них.

Основным материалом для устройства фундаментов является бетон – искусственный камень, получаемый при затвердевании смеси из вяжущего компонента (цемент), воды и заполнителей (песок, щебень, гравий и т. д.). Для увеличения прочности бетонных изделий в них предварительно помещают металлическую арматуру (железобетон). Уменьшение расхода бетона достигается при использовании в качестве наполнителя природного камня равной с бетоном прочности (бутобетон).

Устройство фундамента начинается с разбивки его осей и контуров. Следующая операция – устройство **опалубки**. Как правило, для этого используют обрезные доски, строганные с одной стороны.

После установки опалубки фундамента сваривают и устанавливают арматурный каркас, а также анкерные болты (под оборудование). Далее в опалубку загружают бетонную смесь слоями 20...30 см с обязательным уплотнением вибраторами. Перерыв между укладкой слоев бетона не должен превышать 2 ч.

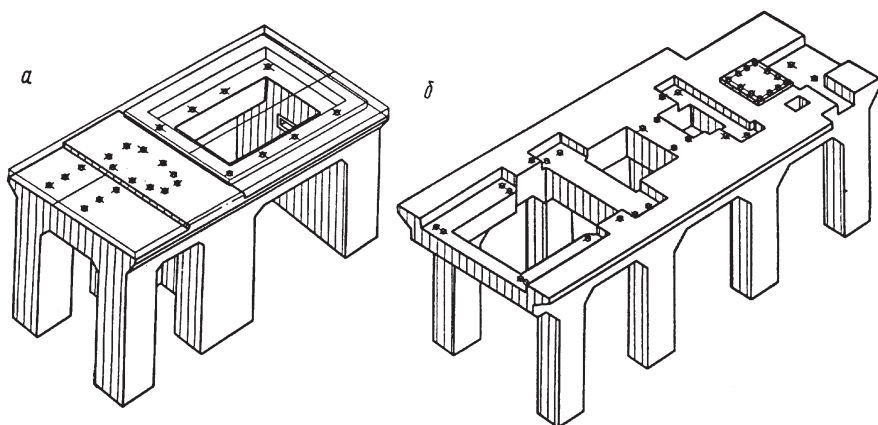


Рис. 20.4. Фундаменты под компрессорные агрегаты:
а) с электроприводом; б) с газотурбинным приводом

В настоящее время для изготовления фундаментов под статическую нагрузку все шире используются железобетонные изделия (блоки различного размера).

Монтажные работы по сооружению зданий

Здания насосных и компрессорных цехов состоят из следующих элементов и узлов: колонн, стен, подкрановых балок и покрытия (рис. 20.5).

Колонны являются основной несущей конструкцией каркаса промышленных зданий НС и КС. Как правило, они бывают железобетонными. В отдельных случаях используются металлические колонны.

Стены зданий цехов обычно собираются из железобетонных и асбоцементных панелей, которые крепятся к колоннам с помощью сварки. Стены из панелей не являются несущими и полезной нагрузки от веса других частей зданий не воспринимают. Кирпичная же стена может быть несущей.

Подкрановые балки являются составной частью каркаса здания, а также по ним укладывают пути для мостового крана. Подкрановые балки изготавливают, в основном, из обычного или предварительно напряженного железобетона, реже — из металла.

Покрытие насосных и компрессорных цехов выполняется из железобетонных панелей и плит. Они укладываются на балки и фермы, которые в свою очередь опираются на колонны или на несущие стены.

В процессе монтажа зданий сначала устанавливают, выверяют и замоноличивают колонны. Затем сооружают цокольную часть стен из крупных бетонных блоков или кирпича. После этого монтируют панели, на две грани которых для обеспечения герметизации швов наклеены прокладки

из поропизола, пенопласта или губчатой валиковой резины диаметром 30 мм. Завершаются монтажные работы установкой балок и ферм, а также плит перекрытия.

Устройство кровли При устройстве кровли поверх железобетонных плит выполняют цементную и асфальтобетонную стяжки, а затем наклеивают рубероид.

Назначение стяжек — выравнивание поверхности кровли и создание гидроизоляционного слоя. Толщина стяжки от 10 до 30 мм.

Перед наклейкой рубероида поверхность стяжки покрывают грунтовочным составом (40...50% масла зеленого и 60...50% битума БНИ-IV по весу). Рубероид наклеивают на битумную мастику.

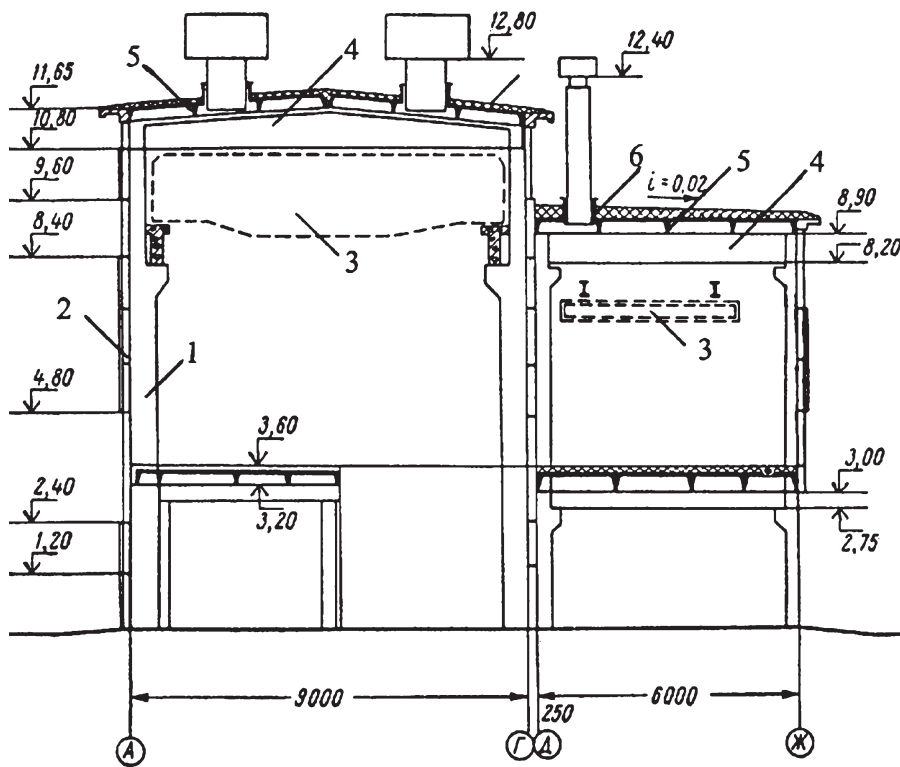


Рис. 20.5. Разрез компрессорного цеха:

- 1 — колонна; 2 — стена; 3 — подкрановая балка; 4 — ферма;
5 — железобетонные панели или плиты; 6 — гидроизоляционный слой

20.3. Специальные строительные работы при сооружении НС и КС

В ходе специальных строительных работ выполняется монтаж оборудования, технологических трубопроводов и вспомогательных систем.

Монтаж оборудования Независимо от типа оборудования в процессе подготовки и проведения монтажа выполняется ряд общих работ.

Поступившее на строительную площадку оборудование осматривают, чтобы установить, не повреждено ли оно при транспортировке и соответствует ли его комплектность упаковочным листам.

В ходе последующего монтажа выполняют:

- установку оборудования на подготовленный фундамент;
- выверку оборудования;
- центровку валов агрегатов.

Оборудование, установленное на фундамент, предварительно фиксируется с помощью анкерных болтов.

Далее осуществляют выверку оборудования в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Цель выверки в горизонтальной плоскости — добиться совпадения осей оборудования с главными осями фундамента. Делают это с помощью отвесов. Целью выверки в вертикальной плоскости является строго горизонтальная установка оборудования. При этом используются специальные домкраты, нивелировочные болты, клиновые подкладки и т. п.

Одно из условий нормальной работы перекачивающих агрегатов — это соосность валов привода и насоса (нагнетателя). Операция по устранению смещений и перекосов осей сопрягаемых валов называется центровкой.

Монтаж технологических трубопроводов К технологическим относятся все трубопроводы на площадках НС и КС, по которым транспортируется нефть, нефтепродукты, газ, а также масло, пар, вода.

На компрессорных станциях технологическими называют газопроводы, связывающие компрессорный цех с магистральным газопроводом; газопроводы, связывающие отдельные агрегаты между собой, межцеховые газопроводы, а также трубопроводы систем охлаждения и смазки агрегатов. На перекачивающих станциях к технологическим относят также трубопроводы, соединяющие резервуарный парк, камеру фильтров и насосную между собой и с магистральным трубопроводом, обвязку насосов.

Общая протяженность технологических трубопроводов на одной перекачивающей станции достигает 10 км.

Технологические трубопроводы монтируют одним из двух способов: по месту или укрупненными узлами и блоками.

Монтаж по месту заключается в том, что трубопровод собирают непосредственно на месте укладки. При этом используют простейшие такелажные средства.

В случае **монтажа укрупненными узлами и блоками** выполняется их предварительная сборка на специальных монтажных площадках. При втором способе монтажа работы существенно ускоряются, т. к. предварительную сборку можно вести параллельно с общестроительными работами.

Отличительной особенностью технологических трубопроводов является то, что значительная их часть прокладывается на опорах. В остальной технологии их монтажа, в основном, аналогична сооружению линейной части магистральных трубопроводов.

Монтаж резервуаров для нефти и нефтепродуктов

Работам по монтажу резервуаров предшествуют расчистка площадки от кустарника и мелкокося, а также устройство основания под резервуары.

Расчистку площадки производят с помощью средств, упомянутых в п. 19.2. Толстые деревья (диаметром более 20 см) спиливают. Далее производится корчевка пней специальными корчевателями и производится разбивка осей под основания резервуаров с помощью геодезических приборов.

Сооружение основания под резервуар — один из самых ответственных этапов строительства, поскольку от качества его выполнения зависит величина и равномерность осадки резервуара, которая неизбежна. Грунты, на которых сооружаются резервуары, должны обладать достаточной несущей способностью. В противном случае прибегают к одному из следующих способов их укрепления: замена грунта, его уплотнение тяжелыми трамбовками с последующей защитой от замачивания, обработка грунта различными веществами (жидкое стекло, смолы, битумы), термическое закрепление грунта путем обжига массива через специально пробуренные скважины.

Стальные резервуары устанавливают на искусственном основании, состоящем из грунтовой подсыпки, песчаной подушки и гидроизоляционного слоя (рис. 20.6).

Назначением искусственного основания является распределение нагрузки и передача ее на нижележащий грунт. Слой грунтовой засыпки заменяют слабые верхние слои грунта. Ее толщина составляет от 0,5 до 2 м. Песчаная подушка служит для обеспечения равномерной осадки ре-

зервуара. Гидроизоляционный слой толщиной 80...100 мм предохраняет днище будущего резервуара от коррозии под действием грунтовой влаги. Его изготавливают из смеси супесчаного грунта с битумом, гудроном, мазутом и т. п.

Основание резервуара закрепляют с помощью бетонной отмостки.

На рис. 20.7 показано устройство фундамента резервуаров на косогорном участке, а на рис. 20.8 — конструкция основания резервуара объемом 10 000 м³, отличающаяся повышенной надежностью.

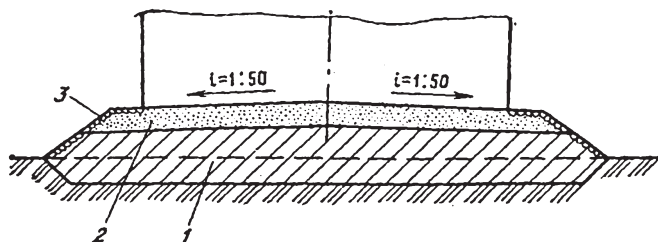


Рис. 20.6. Фундамент под резервуары объемом 5000 м³:
1 — грунтовая подсыпка; 2 — песчаная подушка; 3 — отмостка

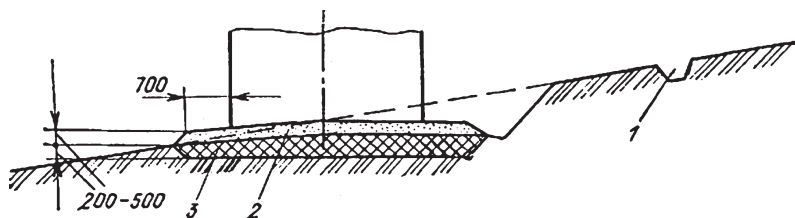


Рис. 20.7. Фундамент под резервуары на косогорном участке:
1 — нагорная канава; 2 — песчаная подушка; 3 — грунтовая подсыпка

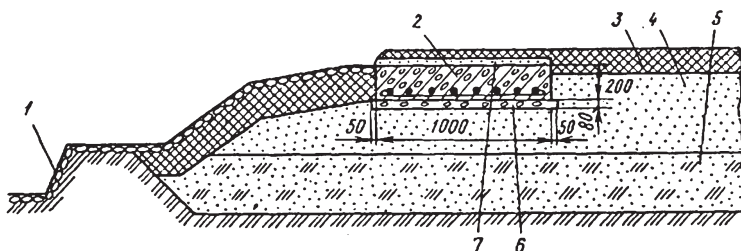


Рис. 20.8. Фундамент под резервуары объемом 10 000 м³:
1 — кольцевая канава с отмосткой; 2 — железобетонное кольцо;
3 — гидрофобный слой; 4 — песчаная подушка; 5 — грунтовая подсыпка;
6 — бетонная подготовка; 7 — выравнивающий цементный слой

При монтаже вертикальных цилиндрических резервуаров применяют два метода: полистовой и индустриальный (из рулонных или укрупненных заготовок).

Полистовой метод монтажа заключается в том, что корпус и кровля резервуара монтируются из отдельных листов прямо на строительной площадке. Монтаж начинают с днища, которое во всех случаях поставляется в виде рулонной заготовки. Далее монтируют корпус резервуара путем последовательного наращивания поясов из отдельных предварительно изогнутых по необходимому радиусу листов. Все сварочные работы выполняют ручной электродуговой сваркой.

Далее в центре резервуара монтируют центральную стойку, а по его периметру — опоры. На них устанавливают полуфермы кровли, которые связывают между собой поперечными балками. Листы кровли соединяют сваркой внахлестку, а по наружному контуру присоединяют к верхнему обвязочному уголку на корпусе резервуара сплошным кольцевым швом. Кроме того, через определенные интервалы листы кровли присоединяют точечными проплавочными швами к элементам поддерживающих конструкций (полуфермы, балки).

Недостатками полистового метода является относительно низкая производительность сварочно-монтажных работ, сильная зависимость монтажных работ от погодных условий и т.д.

Индустриальный метод монтажа резервуаров осуществляется в два этапа:

- 1) изготовление рулонных заготовок корпуса и днища, а также щитов кровли в заводских условиях и их доставка к месту монтажа резервуара;
- 2) монтаж резервуара из заготовок заводского изготовления.

Основной объем сварочно-монтажных работ при данном методе выполняется в заводских условиях, что обеспечивает относительно высокое качество работ. Изготовление рулонных заготовок корпуса и днища резервуара осуществляется на специальных стендах. После контроля качества сварных швов полотнища днища и корпуса окрашивают и свертывают в рулон диаметром до 3,2 м. В настоящее время на заводах изготавливают рулоны высотой до 18 м.

Монтаж резервуара на подготовленном основании начинают с укладки днища. У резервуаров емкостью до 1000 м³ днище поставляется в виде одного рулона, а у больших — в виде нескольких рулонов, представляющих собой части днища. После развертывания нескольких рулонов их соединяют в одно целое сваркой.

Монтаж корпуса резервуара включает следующие операции:

- 1) подъем рулона корпуса в вертикальное положение;

- 2) развертывание рулона корпуса;
- 3) сварку монтажных стыков.

Подъем в вертикальное положение рулона корпуса резервуаров объемом менее 1000 м³ осуществляется передвижными кранами, от 1000 до 2000 м³ — с помощью тракторов или тракторных лебедок, свыше 2000 м³ — специальными кранами большой (25...50 т) грузоподъемности.

При отсутствии крана необходимой грузоподъемности подъем рулона корпуса резервуаров в вертикальное положение осуществляют с помощью тракторов или тракторных лебедок с использованием А-образной стрелы. Развертывают рулон корпуса трактором. По мере развертывания полотнище корпуса фиксируют сварочными прихватками по линии разметки на днище. Развернув 5...6 м полотнища, начинают монтаж покрытия из отдельных щитов, что обеспечивает повышение устойчивости корпуса. Щиты соединяют между собой и верхним поясом резервуаров с помощью сварки.

Завершается сооружение резервуаров их испытаниями на прочность и герметичность.

20.4. Сооружение блочно-комплектных насосных и компрессорных станций

В последние годы большое число НС и КС строится в отдаленных районах Севера и Северо-Западной Сибири с суровыми природно-климатическими условиями, слабо развитой дорожной сетью и недостаточным развитием индустриальной базы строительства. Для обеспечения высоких темпов сооружения НС и КС в этих условиях применяют комплектно-блочный метод строительства. Сущность данного метода заключается в том, что объекты возводятся из изделий высокой степени заводской готовности в виде блочно-комплектных устройств (БКУ), укрупненных монтажных узлов и заготовок инженерных коммуникаций.

При комплектно-блочном строительстве различают следующие элементы: блок, бокс, блок-бокс, суперблок и блочно-комплектное устройство.

Блоком называют совокупность оборудования и строительных конструкций, смонтированных на общем основании (блок газотурбинной установки, блок насосного агрегата, блок трансформатора и т. д.). Блок обязательно вписывается в габариты погрузки (рис. 20.9) — предельные размеры грузов, перевозимых по железной дороге на платформе или в полувагоне.

Бокс — транспортбельное здание из легких строительных конструкций, вписывающееся в габариты погрузки.

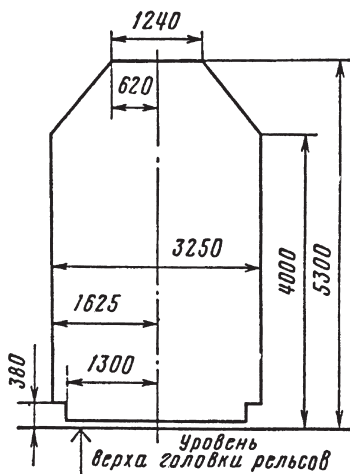


Рис. 20.9. Габариты погрузки

Блок-бокс — это бокс, начиненный технологическим оборудованием и инженерными системами, внутри которого создают микроклимат, необходимый для длительной работы обслуживающего персонала и надежной работы установленного оборудования.

Блок-контейнер отличается от блок-бокса тем, что доступ персонала к установленному оборудованию осуществляется извне.

Суперблок — это блок (или совокупность блоков), размеры которого превышают габариты погрузки.

Блочное-комплектное устройство — это объект, собираемый на специализированном предприятии или месте монтажа из комплекта блоков, боксов, блок-контейнеров, блок-боксов, суперблоков и заготовок межблочных коммуникаций.

Схема организации комплектно-блочного строительства НС и КС приведена на рис. 20.10.

Изготовление блочных устройств на сборочно-комплектно-монтажных предприятиях осуществляют в нескольких отделениях. В отделении монтажа трубных узлов проводят заготовку и монтаж трубной обвязки с применением горячего и холодного гнутья и сварки. Готовые трубные узлы передают в отделение блоков. Здесь на сборочных поточных линиях монтируют блочное оборудование на железобетонных или стальных плитах-основаниях. После окончания монтажа раму с установленным на ней блочным оборудованием подают в отделение металлоконструкций. Здесь блок превращается в блок-бокс или блок-контейнер. Вначале на блоке сооружают металлический каркас, а затем обшивают его ограждающими конструкциями — стеновыми и кровельными двух- или трехслойными

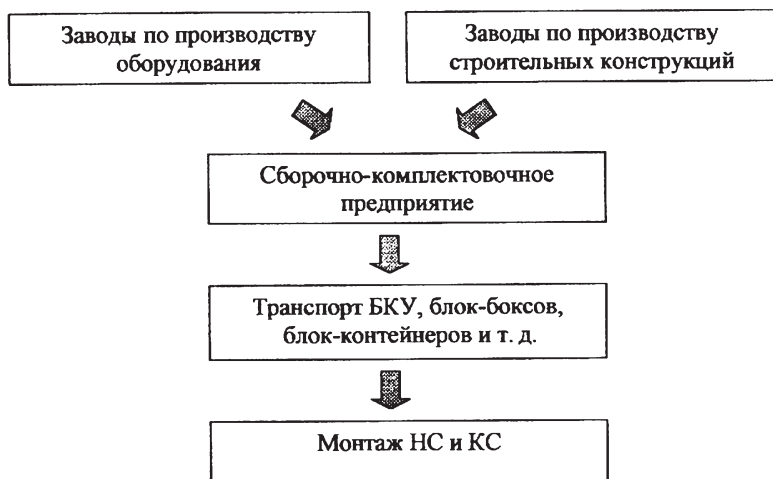


Рис. 20.10. Схема организации комплектно-блочного строительства ПС

панелями с утеплителем. Готовый блок-бокс или блок-контейнер подают в отделение отделки и окраски.

Для **доставки блочных устройств** к месту монтажа (до 1000 км и более) используют различные виды транспорта: автомобильный, водный, железнодорожный, воздушный. Выбор способа транспорта зависит от степени развития транспортной сети, наличия водных путей, а также массы и габаритов блочных устройств.

До **начала монтажа блочных устройств** сооружают фундаменты под них. При отсутствии в блок-боксах технологического оборудования (операторских, помещений для отдыха и др.) специальных фундаментов не возводят, а опорную раму бокса устанавливают на уплотненный слой песчано-гравийной смеси толщиной 10...15 см. В других случаях выбор типа фундамента зависит от характера работы технологического оборудования, наличия или отсутствия динамических нагрузок.

Для **подъема и установки на фундаменты** в проектное положение блок-боксов, блок-контейнеров и т. п. применяют передвижные краны соответствующей грузоподъемности. Крепление блочных устройств к фундаментам осуществляют анкерными болтами или приваркой опорной рамы бокса к закладным деталям фундаментов.

После окончания монтажа блочных устройств проверяют их работоспособность (у перекачивающих агрегатов, например, проверяют соосность). Затем выполняют обвязку смонтированных блок-боксов (блок-контейнеров и т. п.) технологическими трубопроводами, линиями контроля и автоматики.

Основные понятия и определения

Источники энергии подразделяются на возобновляемые (солнце, ветер, геотермальные источники, приливы и отливы, реки) и невозобновляемые (уголь, нефть, газ).

Различают **месторождения следующих размеров** (нефть — в млн т, газ — в млрд м³): мелкие — до 10, средние — 10...30, крупные — 30...300, гиганты — 300...1000, уникальные — свыше 1000.

Исчисление **возраста горных пород** производится в соответствии с геохронологической таблицей, согласно которой все время формирования земной коры делится на эры (кайнозойскую, мезозойскую, палеозойскую, протерозойскую, археозойскую), эры — на периоды, периоды — на эпохи, эпохи — на века.

По происхождению горные породы делятся на три группы: магматические (или изверженные), осадочные и метаморфические.

Магматические породы образовались в результате застывания магмы и имеют, в основном, кристаллическое строение. Осадочные породы сформировались в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и поверхности материков; они могут быть обломочные, химического и органического происхождения. Метаморфические породы образовались из магматических и осадочных пород под воздействием высоких температур и давлений в толще земной коры.

Осадочные горные породы сложены, в основном, из почти параллельных слоев (**пластов**), отличающихся составом, структурой, твердостью и окраской. Поверхность, ограничивающая пласт снизу, называется **подшовой**, а сверху — **кровлей**.

Изгиб пласта, направленный выпуклостью вверх, называется **антиклиналью**, а выпуклостью вниз — **синклиналью**.

По проницаемости горные породы делятся на проницаемые (коллекторы) и непроницаемые (покрышки). Коллекторы — это любые горные породы, которые могут вмещать в себя и отдавать жидкости и газы; они бывают гранулярными и трещинными.

Способность пород вмещать воду, жидкие и газообразные углеводороды определяется их **пористостью**. Отношение суммарного объема пор к общему объему образца породы называется **коэффициентом пористости**.

Способность горных пород пропускать через свои поры или трещины жидкость и газы называется **проницаемостью**.

Различают элементный, фракционный и групповой **составы нефти**. Элементный состав характеризуется процентным содержанием в нефти отдельных химических элементов (углерод—83...87%, водород—11...14%, сера—до 7%, азот—менее 1,7%, кислород—менее 3,6% и т. д.). Фракционный состав нефти определяется при разделении входящих в нее соединений по температуре кипения. Фракцией называется доля нефти, выкипающая в определенном интервале температур. Началом кипения фракции считают температуру падения первой капли сконденсировавшихся паров. Концом кипения фракции считают температуру, при которой испарение фракции прекращается. Под групповым составом нефти понимают количественное соотношение в ней отдельных групп углеводородов (парафиновые, нафтеновые, ароматические) и соединений (кислородные, азотистые и т.д.).

Природные газы делятся на три группы: 1) газы, добываемые из чисто газовых месторождений (содержание метана более 90%); 2) газы нефтяных месторождений (метана—30...70%); 3) газы газоконденсатных месторождений.

Для формирования **крупных скоплений нефти и газа** необходимо выполнение следующих условий: наличие проницаемых горных пород (коллекторов), непроницаемых горных пород, ограничивающих перемещение нефти и газа по вертикали (покрышек), а также пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются в **ловушке**.

Скопление нефти и газа, сосредоточенное в ловушке в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется **залежью**. Под **месторождением** нефти или газа понимается совокупность залежей, приуроченных к общему участку земной поверхности.

В продуктивном пласте поверхность, разделяющая нефть и воду или нефть и газ, называется соответственно **водонефтяным** или **газонефтяным контактом**. Линия пересечения поверхности контактов с кровлей пласта называется соответственно **внешним контуром** нефтеносности (газоносности), а с подошвой пласта—**внутренним контуром** нефтеносности (газоносности).

Давление, под воздействием которого находятся жидкости и газы в продуктивном пласте, называется **пластовым**.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ осуществляются геологическими, геофизическими, гидрогеохимическими методами, а также бурением скважин и их исследованием. Применяя геологические методы,

строят геологическую карту и геологические разрезы местности, т. е. изучают строение верхней части горных пород. С помощью геофизических методов (сейсморазведка, электроразведка, магниторазведка) изучают строение недр и выявляют места гравитационных, электрических и магнитных аномалий, позволяющих предполагать наличие в них нефти и газа. Гидрогеохимическими методами (газовая, люминисцентно-битумнологическая, радиоактивная съемки, гидрохимический метод) устанавливают качественно наличие нефти и газа под землей. Бурением и исследованием скважин (электрокаротаж, термометрический, радиометрический, акустический и другие методы) оконтуривают залежи, определяют глубину залегания и мощность нефтегазоносных пластов, т. е. подтверждают промышленный характер залежей и определяют количество полезных ископаемых в них.

Бурение — это процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород. Верхняя часть скважины называется устьем, дно — забоем, боковая поверхность — стенкой, а пространство, ограниченное стенкой — стволом скважины. Длина скважины — это расстояние от устья до забоя по оси ствола, а глубина — проекция длины на вертикальную ось.

Различают **механические** (ударное, вращательное) и **немеханические** (гидравлический, термический, электрофизический) способы бурения.

При **вращательном бурении** разрушение горной породы производится с помощью вращающегося **долота**, на которое действует осевая нагрузка. Вращение долоту передается либо от **ротора** через колонку буровых труб (роторное бурение), либо от **забойного двигателя** (турбобура, электробура, винтового двигателя), устанавливаемого непосредственно над долотом.

Буровые долота бывают трех типов: 1) режуще-скалывающего действия, разрушающие породу лопастями (лопастные долота); 2) дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу зубьями шарошек (шарошечные долота); 3) режуще-истирающего действия, разрушающие породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, которые расположены в торцевой части долота (алмазные и твердосплавные долота).

Для бурения скважин используется комплекс наземного оборудования, называемый **буровой установкой** и включающий в общем случае буровую вышку; оборудование для механизации спускоподъемных операций (талева система, лебедка); силовой привод (дизельный, электрический, дизель-электрический, дизель-гидравлический); оборудование для приготовления, очистки и регенерации промывочной жидкости; привышечные сооружения.

К **осложнениям**, возникающим при бурении, относятся обвалы пород; поглощение промывочной жидкости; газо-, нефте- и водопроявления; прихваты бурильного инструмента; аварии; самопроизвольное искривление скважин.

Процесс добычи нефти и газа включает три этапа: 1) разработку нефтяных и газовых месторождений; 2) эксплуатацию нефтяных и газовых скважин; 3) сбор продукции скважин и подготовку нефти и газа.

В зависимости от источника пластовой энергии, обуславливающего перемещение нефти и газа по пласту к скважинам, различают пять **основных режимов работы залежей**: жестководонапорный, упруговодонапорный, газонапорный, растворенного газа и гравитационный.

Повышение эффективности естественных режимов работы залежей достигается применением различных искусственных методов воздействия на пласты и призабойную зону. Их можно разделить на три группы: 1) методы поддержания пластового давления (законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение, закачка газа в газовую шапку пласта); 2) методы, повышающие проницаемость пласта и призабойной зоны (кислотные обработки, гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, торпедирование скважин, обработка призабойной зоны пластов ПАВ, тепловые обработки и вибровоздействия); 3) методы повышения нефте- и газоотдачи пластов (закачка в пласт воды с ПАВ, вытеснение нефти растворами полимеров, закачка в пласт углекислоты, нагнетание в пласт теплоносителя, внутрипластовое горение, вытеснение нефти из пласта растворителями).

Различают следующие **способы эксплуатации нефтяных скважин**: 1) фонтанный, когда нефть извлекается из скважин самоизливом; 2) с помощью энергии сжатого газа, вводимого в скважину извне (газ-лифт, эрлифт, бескомпрессорный лифт); 3) насосный — извлечение нефти с помощью насосов различных типов (штанговых, погружных электроцентробежных, погружных винтовых и др.).

На промыслах применяются самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная **системы промышленного сбора**, различающиеся степенью централизации объектов и объемом подготовки нефти и газа, а также величиной давлений в трубопроводах.

Целью **промышленной подготовки нефти** является ее дегазация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация. **Дегазация нефти** осуществляется с целью отделения от нее газа. Аппарат, в котором это происходит, называется **сепаратором**, а сам процесс разделения — **сепарацией**. **Разрушение водонефтяных эмульсий** осуществляется одним из следую-

щих способов: гравитационное холодное разделение, внутритрубная деэмульсация, термическое воздействие, термохимическое воздействие, электрическое воздействие, фильтрация, разделение в поле центробежных сил. При **обессоливании** содержание солей в нефти, благодаря подмешиванию пресной воды, доводится до величины менее 0,1%. Под процессом **стабилизации** нефти понимается отделение от нее легких фракций с целью уменьшения их потерь при ее транспортировке.

Существующие **системы промышленного сбора** газа классифицируются: 1) по степени централизации технологических объектов подготовки газа (индивидуальная, групповая, централизованная); 2) по конфигурации трубопроводных коммуникаций (бесколлекторные и коллекторные, линейные, лучевые, кольцевые); 3) по рабочему давлению (вакуумные, низкого, среднего и высокого давления).

Целью **промышленной подготовки газа** являются его очистка от мехпримесей, конденсата, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа. Очистка газа от мехпримесей (песок, окалина) производится в масляных или циклонных пылеуловителях. Сушка газа производится методами охлаждения, абсорбции или адсорбции. Очистка газа от сероводорода осуществляется абсорбцией или адсорбцией, а от углекислого газа — абсорбцией.

При **переработке нефти** получают: 1) топлива (бензины, дизельные и реактивные топлива); 2) нефтяные масла (моторные, промышленные, цилиндровые, турбинные, компрессорные и др.); 3) парафины, церезины, вазелины; 4) нефтяные битумы; 5) осветительные керосины; 6) растворители; 7) прочие нефтепродукты (нефтяной кокс, сажу, консистентные смазки и др.).

С момента поступления на нефтеперерабатывающий завод нефть и получаемые из нее нефтепродукты проходят следующие **основные этапы**: 1) подготовка нефти к переработке (обезвоживание, обессоливание); 2) первичная переработка (перегонка) нефти; 3) вторичная переработка нефти (термические методы — коксование, пиролиз, термический крекинг; каталитические методы — риформинг, каталитический крекинг, гидрогенизационные процессы); 4) очистка нефтепродуктов.

Продуктами переработки природных газов являются газовый бензин, сжиженные и сухие газы, технические углеводороды (этан, пропан, бутаны, пентаны).

Отбензиниванием газов называется отделение от них тяжелых углеводородов методами компримирования, абсорбции, адсорбции и глубокого охлаждения.

Ректификация — это процесс разделения нестабильного газового бензина на отдельные компоненты.

Нефтехимической промышленностью принято называть производство химических продуктов на основе нефти и газа. Продукцией нефтехимии являются поверхностно-активные вещества, спирты, полимеры, синтетические волокна и др.

Первый в мире нефтепровод был построен в США в 1865 г. Он имел диаметр 50 мм и длину 6 км.

В России **первый нефтепровод** диаметром 76 мм и длиной 9 км был построен в 1878 г. по проекту и под руководством В. Г. Шухова. А в 1964 г. был пущен в эксплуатацию **крупнейший в мире** по протяженности (5500 км вместе с ответвлениями) трансевропейский нефтепровод «Дружба».

Магистральным нефтепроводом называется трубопровод протяженностью свыше 50 км и диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенный для транспортировки товарной нефти из районов добычи до мест потребления или перевалки на другой вид транспорта.

Магистральный нефтепровод состоит из подводящих трубопроводов, головной и промежуточных нефтеперекачивающих станций, конечного пункта и линейных сооружений (собственно трубопровод, линейные задвижки, средства защиты трубопровода от коррозии, переходы через естественные и искусственные препятствия, линии связи, линии электропередачи, дома обходчиков, вертолетные площадки, вдольтрассовые грунтовые дороги).

Трубы для магистральных трубопроводов подразделяются на бесшовные и сварные (с продольным или спиральным швом).

Трубопроводная арматура предназначена для управления потоками перекачиваемой жидкости или газа. По принципу действия она делится на три класса: запорная, регулирующая и предохранительная.

Для защиты трубопроводов от коррозии используются пассивные (изоляционные покрытия) и активные (катодная, протекторная и электродренажная защита) методы.

Насосами называются гидравлические машины, которые служат для перекачки жидкостей. При трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов используются центробежные насосы.

Резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов служат: 1) для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков транспортной цепи; 2) для учета нефти; 3) для дости-

жения требуемого качества нефти (отстаивание от воды и мехпримесей, смешение и др.).

На резервуарах устанавливаются: 1) оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефти (дыхательная арматура, приемо-раздаточные патрубки с хлопушкой, средства защиты от внутренней коррозии; оборудование для подогрева нефти); 2) оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров (люк-лаз, люк замерный, люк световой, лестница); 3) противопожарное оборудование (огневые предохранители, средства пожаротушения и охлаждения); 4) приборы контроля и сигнализации (местные и дистанционные измерители уровня, сигнализаторы максимального оперативного и аварийного уровней нефти, дистанционные измерители средней температуры нефти в резервуаре, сниженный пробоотборник и др.).

В зависимости от того, как организовано прохождение нефти через нефтеперекачивающие станции, различают следующие **системы перекачки**: 1) постанционная; 2) через резервуар станции; 3) с подключенными резервуарами; 4) из насоса в насос.

Для **транспортировки высоковязких и высокозастывающих** нефтей применяют следующие способы: 1) перекачку с разбавителями; 2) гидротранспорт нефтей; 3) перекачку термообработанных нефтей; 4) перекачку нефтей с присадками; 5) перекачку предварительно подогретых нефтей.

Нефтепродуктопроводом называется трубопровод для перекачки нефтепродуктов. В общем случае он состоит из подводящих трубопроводов, головной и промежуточной перекачивающих станций, наливных и конечных пунктов, магистральной части, распределительных трубопроводов и отводов.

Метод последовательной перекачки заключается в том, что различные по свойствам нефтепродукты отдельными партиями определенных объемов перекачиваются друг за другом по одному трубопроводу.

Циклом называется повторяющаяся очередность следования нефтепродуктов в трубопроводе.

Нефтебаза — это предприятие, состоящее из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов потребителям. Нефтебазы классифицируются: 1) по общей вместимости резервуарного парка; 2) по принципу оперативной деятельности; 3) по транспортным связям; 4) по номенклатуре хранимых нефтепродуктов.

Применяются следующие **способы налива** железнодорожных цистерн: 1) налив открытой струей; 2) налив закрытой струей; 3) герметичный налив.

Слив железнодорожных цистерн производится одним из следующих способов: 1) открытый самотечный слив; 2) закрытый самотечный слив; 3) сифонный слив самотеком; 4) принудительный нижний слив; 5) принудительный верхний слив; 6) межрельсовый слив.

Эстакадой называется совокупность расположенных вдоль железнодорожного полотна с шагом 4...6 м сливо-наливных устройств, соединенных общими коллекторами и площадкой для перемещения персонала.

Нефтегавань — это водная территория (акватория), укрытая от сильных течений, ледохода и ветров, имеющая достаточные для причаливания и маневрирования судов площадь и глубину.

Причалами называют сооружения, расположенные параллельно берегу, тогда как **пирсы** расположены перпендикулярно к нему или под некоторым углом.

Подземное хранение нефтепродуктов осуществляют в следующих типах хранилищ: 1) хранилища в отложениях каменной соли, сооружаемые методом выщелачивания (размыва); 2) хранилища в пластичных породах, сооружаемые методом глубинных взрывов; 3) шахтные хранилища; 4) льдогрунтовые хранилища.

Автозаправочные станции предназначаются для обслуживания и заправки автомобилей и других машин горючими и смазочными материалами.

Первый в мире металлический газопровод для подачи газа потребителям был построен в 1825 г. в США.

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку, из района добычи в места его потребления. В состав магистрального газопровода входят головные сооружения, компрессорные станции, газораспределительные станции, подземные хранилища газа, линейные сооружения.

Газораспределительной сетью называют систему трубопроводов и оборудования, служащую для транспорта и распределения газа в населенных пунктах.

Для трубопроводного транспорта **твердых и сыпучих материалов** используют пневмотранспорт, контейнерный пневмотранспорт, гидротранспорт и контейнерный гидротранспорт.

В ходе **подготовительного периода** при строительстве линейной части трубопроводов осуществляют разбивку трассы, отвод земель, подготовку строительной полосы, устройство временных и постоянных дорог, а в ходе **основного этапа** — погрузочно-разгрузочные, транспортные, земляные, сварочно-монтажные и изоляционно-укладочные работы, а также очистку внутренней полости и испытание трубопроводов.

При **сооружении насосных и компрессорных станций** выделяют подготовительный и основной этапы. В ходе подготовительного этапа осуществляют устройство строительной площадки и подъездных путей, подведение и разводку линий электро- и водоснабжения, сооружение временных помещений для проживания рабочих и размещения оборудования, а также доставку на строительную площадку топлива, оборудования и материалов. В ходе основного этапа выполняют общестроительные (разбивочные, земляные, бетонные, монтажно-строительные) и монтажные работы.

Список литературы

1. Абдурашитов С. А., Тупиченков А. А. Трубопроводы для сжиженных газов. — М.: Недра, 1965. — 215 с.
2. Бобрицкий И. В., Юфин В. А. Основы нефтяной и газовой промышленности. — М.: Недра, 1988. — 200 с.
3. Бобровский С. А., Яковлев Е. И. Газовые сети и газохранилища. — М.: Недра, 1980. — 413 с.
4. Бородавкин П. П., Березин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов. — М.: Недра, 1987. — 471 с.
5. Гаврилов В. П. Черное золото планеты. — М.: Недра, 1990. — 160 с.
6. Гужов С. С. Как ищут и добывают нефть и газ. — М.: Недра, 1973. — 144 с.
7. Зорькин Л. М., Суббота М. И., Стадник Е. В. Метан в нашей жизни. — М.: Недра, 1986. — 151 с.
8. Калинин А. Г., Левицкий А. З., Никитин Б. А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ. — М.: Недра, 1998. — 440 с.
9. Короткий Р. М., Лобанов В. А., Нейдинг М. М. Рудники Нептуна. — Л.: Судостроение, 1986. — 152 с.
10. Кострин К. В. Почему нефть называется нефтью. — М.: Недра, 1967. — 158 с.
11. Кострин К. В. Человек соревнуется с природой. — Уфа.: Башкиргоиздат, 1975. — 183 с.
12. Межирицкий Л. М. Оператор нефтебазы — М.: Недра, 1976. — 239 с.
13. Нефть и газ. Мировая история / Гл. редакторы И. И. Мазур, А. Г. Лобов. — М.: Изд. дом «Земля и человек XXI век», ИЦ «ЕЛИМА», 2004. — 896 с.
14. Нечваль М. В., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. — М.: Недра, 1976. — 221 с.
15. Плитман И. Б. Справочное пособие для работников автозаправочных и автогазо-наполнительных станций. — М.: Недра, 1982. — 189 с.
16. Рыбаков К. В., Митягин В. А. Автомобильные цистерны для нефтепродуктов: устройство и особенности эксплуатации. — М.: Транспорт, 1989. — 400 с.
17. Середа Н. Г., Муравьев В. М. Основы нефтяного и газового дела. — М.: Недра, 1980. — 287 с.
18. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. — М.: Недра, 1992. — 320 с.
19. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Б. Белоусов, А. Г. Немудров и др. — М.: Недра, 1988. — 368 с.
20. Хотимский Б. Г., Топорский В. Г., Махолин О. А. Нефть вчера и сегодня. — Л.: Недра, 1977. — 175 с.
21. Цыркин Е. Б., Олегов С. Н. О нефти и газе без формул. — Л.: Химия, 1989. — 160 с.
22. Эляшевский И. В. Технология добычи нефти и газа. — М.: Недра, 1976. — 256 с.

Предметно-алфавитный указатель

- Абсорбция 204, 208, 250
Аварии при бурении 127
АВО 403
Автозаправочная станция . . . 274, 358, 386
Автомобильный транспорт 274–277
АГНКС 418
Адсорбция 204, 208, 251
Александров 87
Антиклиналь 61, 74, 77
Аппараты воздушного охлаждения . . . 403
Арены 64
Арматура трубопроводная 308
Ароматические углеводороды 64
Археозойская эра 60
АСКТ 17
Асфальт 21–24, 64
Атомная энергия 12
Аэрация 212
Бакиров 36
Баржа 267, 271
Бартон 228
Бензин 25, 63, 229–230, 232
Бесшовные трубы 305
Бесштанговый насос 166
Битумы 232
Бурение 88, 116
 кустовое 88
 механическое 91
 немеханическое 92
Бурильная колонна 111
Бурильная труба 110
Буровая вышка 95, 114, 135
Буровая лебедка 98
Буровая платформа 135
 гравитационного типа 137
 полупогружная 135
 самоподъемная 135
Буровая установка 95, 114, 135
Буровой насос 103
Буровой раствор 118, 124
 азрированный 121
 глинистый 119
 естественный 119
 на углеводородной основе 120
 неглинистый 120
 параметры 122
 эмульсионный 121
Вазелины 232
Вероятные запасы 32
Вертикальные цилиндрические резервуары 322
Вертикальный сепаратор 193
Вертлюг 102
Верхний предел взрываемости 297
Ветроэнергетика 8
Взрывоопасность нефтей и нефтепродуктов 297
Вибровоздействие 159
Виброгаситель 112
Винипласт 259
Винтовой двигатель 93, 107
Вискозиметр Пинкевича 294
Внутрипластовое горение 161
Внутритрубная деэмульсация 197
Водный транспорт 270–274
Возможные запасы 32
Воскобойников 24, 40, 86, 139
Воспламенения температура 297
Вспышки температура 297
Вязкость 147, 291, 347
Газ:
 запасы в мире 33–36, 418
 история применения 26
 как сырье 15
 как топливо 14, 16–18, 417
 сжиженный 17, 162, 420
 транспорт 270, 272, 403–407
 состав 64
Газгольдеры 409–411
Газлифт 141, 163–166, 171
Газовые гидраты 36
Газовый якорь 173–174
Газоконденсатные месторождения 146
Газоперекачивающие агрегаты 400
Газосепаратор 177
Газофракционирование 235, 255–256
Газпром 52–53, 245, 247, 393–395
Геотермальная энергия 10
Геродот 21
Гидроочистка 238
Гидропескоструйная перфорация . . . 117, 158
Гидроразрыв пласта 157, 162

Гидротермальные источники тепла	10	Закачка газа в газовую шапку пласта	155
Гидротранспорт	336–337, 429–435	Залежь	75
контейнерный	426	режимы работы	152
Гидроциклонный сепаратор	195	стадии разработки	223
Гидроэлектростанции	12	Застывания температуры	296
Гиппократ	20	Зачистка	459
Горизонтальные цилиндрические		Зег	24, 41
резервуары	327, 422	Зиусидра	22
Горизонтальный сепаратор	195	Известкование	212
Горячая сепарация	198	Изоляционно-укладочная колонна	463
ГПЗ	248	Изоляционные машины	461
Гравиразведка	79	Ингибирование	212, 238
Гравитационное холодное разделение	197	Инчик	228
Гранулометрический состав	141	Исаакс	336
Греческий огонь	21, 266	Искривление скважин	127
Губкин	41–42, 43, 65, 66–67	Испаряемость	296, 347
Гудьир	261	Исследование скважин	81
Давление насыщения	147	Кавернозные породы	62
Двигатель		Кайнозойская эра	60
винтовой	93, 107, 496	Калибратор	112
забойный	87, 93, 106	Капелюшников	87, 228
Деасфальтизация	239	Капиллярный вискозиметр Пинкевича	294
Дегазация	193	Капрон	259
Декарбонизация	212	Каустобиолиты	63
Демпфер	112	Каучук	260–261
Депарафинизация	238	Керн	80, 93
Детонационная стойкость	229	Керосин	17, 24, 63, 157, 228, 230, 232
Деземulgатор	197, 234	Кислотно-щелочная очистка	238
Дизельные топлива	230	Кислотные обработки	158, 162
Дилатантные жидкости	293	Ключ буровой	100
Доказанные запасы	32	Коллектор	62
Долота	93	Колокол	127
алмазные	109	Колонна:	
лопастные	109	бурильная	111
твердосплавные	110	изоляциянно-укладочная	463
шарошечные	109	промежуточная	89
Дрейк	86, 140	эксплуатационная	90
Дыхательная арматура	328	Колонная головка	178
Елка фонтанная	178	Компрессорный способ	163
Железнодорожный транспорт	268–270	Компримирование	248, 253
Железобетонные резервуары	327	Кондуктор	88
Желонка	92, 141	Контейнерный транспорт	426
Жидкости:		Коррозия	217
дилатантные	293	Космические солнечные электростанции	7
неньютоновские	293	Костович	25
ньютоновские	293	Крестовая елка	180
пластичные	293	Кровля	61
псевдопластичные	293	Кронблок	98
Забой	88, 168	Кропоткин	70
Забойный двигатель	87, 93, 106	Крюкоблок	98
Забойный демпфер	112	Кудрявцев	68–70
Заводнение	155	Кустовые насосные станции	216
Задание на проектирование	434	Лавсан	259

Лебедка буровая	98	Неорганическая теория происхождения нефти	67
Литосфера	58	Нефтенасыщенность	145
Лихтер	271	Нефтепродуктопровод	348
Ловильные инструменты	127	Нефтепродукты	229
Ловушки	74	свойства и параметры	347
Лукаевич	24, 41	Нефть:	
ЛУКОЙЛ	45, 47, 49, 52, 243, 244, 358	запасы в мире	29–32
Магматические породы	59	история применения	20–27
Магнитный фрезер	127	как сырье	15
Магниторазведка	79	происхождение	65–71
Манифольд	180	происхождение термина	19
Мантия	58	свойства и параметры	291–298
Мархинин	71	состав	63–64
Мархининский вал	68	Нефтяные месторождения	145
Масла	231	Нижний предел взрываемости	297
Масляные пылеуловители	203	Новосильцев	87, 227
Мезозойская эра	60	Ной	22
Менделеев	15, 40, 49, 67, 68, 228, 267	Ньютоновские жидкости	293
Месторождения	76	Обвалы пород	126
газоконденсатные	146	Обезвоживание	196
нефтяные	145	Обезжелезивание	212
поиск и разведка	77	Обессоливание	198
уникальные	36–38	Обломочные породы	59
Метаморфические породы	59	Обсадные трубы	86, 88
Метан:		Огонь греческий	21, 266
запасы в мире	35	Органическая теория происхождения нефти	66
происхождение	71	Осадочные породы	59
Метанол	15	Основной насос	320
Метод ОРЭ	187	Островский	87
Метчик	127	Отбензинивание газа	249, 250–255
Мокрые газгольдеры	409	Отстойник	197
Мохенджо-Даро	22	Очистные машины	461
Мэрдок	27	ПАВ	159, 160, 258, 260, 337
Наддолотный амортизатор	112	Палеозойская эра	60
Наземные резервуары	322	Параметры буровых растворов	122
Напорный рукав	103	Парафиновые углеводороды	63
Направление	88	Парафины	231
Насос	319	Паук	127
бесштанговый	166	Переводник	112
буровой	103	Перфоратор	117, 158
основной	320	Песочный якорь	175
погружной винтовой	168, 177	Петротермальные источники тепла	10
электроцентробежный	167, 175–177	Пинкевич	294
подпорный	320	Плавающая крыша	324
поршневой	368	Плавиковая кислота	158
центробежный	319, 368	Пласт	61
шестеренный	369	Пластичные жидкости	293
штанговый	166, 173	Пластовое давление	145
Насосно-компрессорные трубы	172	Плотность	347
Насосные штанги	172	Пневмотранспорт	425
Насосный способ	166, 172–178	контейнерный	427
Нафтенновые углеводороды	64		
Неньютоновские жидкости	293		

Поглощение промывочной жидкости . . .	126
Погружной винтовой насос	168, 177
Погружной электроцентробежный насос	167, 175–177
Подземные газохранилища	412–414
Подземные резервуары	322
Подшоша	61
Подпорный насос	320
Пожароопасность нефтей и нефтепродуктов	297
Покрышки	62
Поливинилхлорид	15
Полимеры	258
Полиэтилен	15, 218, 220, 259, 263
Понтон	324
Пористость	142
Поровые породы	62
Породы	58–59, 62
Поршневание (свабирование)	118
Поршневой насос	368
Поршневые газомотокомпрессоры	400
Последовательная перекачка	351–353
Пояс резервуара	322
Привышечные сооружения	105
Приливные электростанции	11
Прихваты бурильного инструмента	127
Промывка скважин	86, 118–126
Проницаемость	62, 143
методы повышения	157
Протектор	112
Протерозойская эра	60
Прядунов	138, 227
Псевдопластичные жидкости	293
Пылеуловители	203
Рабочие чертежи	435
Разделка кромок	459
Реактивные топлива	230
Резервуары	322–327
горизонтальные цилиндрические для СУГ	422
сферические для СУГ	422
Ректификация	199, 234, 253
Роснефтегазстрой	446–448
Роснефть	45, 47, 49, 52, 244, 358
Ротор	103
Самовоспламенения температура	297
Свабирование	118
Сварка	457–461
Сварочный генератор	458
Сейсморазведка	78
Семенов	40, 86
Сепаратор	193–196
Сера	63
Серная кислота	159
Сжиженные газы	17, 162
транспорт	270, 272, 403–407
углеводородные	407, 420
Силовой привод	103
Синклиналь	62
Скважины	88
искривление	127
исследование	131
наклонно направленные	129–131
промывка	86, 86–88
сверхглубокие	131–134
способы эксплуатации	162–168
цикл строительства	114–118
Смесеобразование	352
Смешанные породы	62
Смоли	64
Соколов	68, 73
Солнечная энергия	6
Соляная кислота	158
СПГ	17
Спирты	258
Стабилизатор	112
Стабилизация нефти	198
Станок-качалка	185
Стационарная крыша	322
Ствол	88, 171
Супертанкер	271–272
Сухие газгольдеры	410
Сферические газгольдеры	411
Сферические резервуары	422
Талевая система	98
Танкер	267, 271–273
Тартание	141
Теории происхождения нефти	66–71
Тепловые обработки призабойной зоны	159
Тефлон	259
Технико-экономическое обоснование	433
Технический проект	434
Технорабочий проект	435
Тихвинский	141
Токсичность нефтей и нефтепродуктов	298
Торпедирование	158, 162
Транснефтепродукт	344–347
Транснефть	287–288
Трещиноватые породы	62
Тройниковая елка	180
Трубная головка	178
Трубопроводная арматура	308
Трубопроводный транспорт	277–278
Трубы:	
бесшовные	305

бурильные	110	Шлипс	127
насосно-компрессорные	172	Шпаковский	25
обсадные	86, 88	Штанговый насос	166, 173
сварные	305	Шумилов	87
Турбобур	87, 93, 106	Шухов	25, 141, 228, 267, 281, 341, 357
Турбодетандер	401	Щелочная очистка	238
Углеводороды	63	Эксплуатационная колонна	90
Угольная кислота	159	Электризация углеводородных	
Удельная поверхность	144	жидкостей	297
Уксусная кислота	15, 158	Электробур	87, 93, 107
Уникальные месторождения	36–38	Электродегидратор	198
Упругость пласта	144	Электродуговая сварка	458
Устье	88, 178	Электрокаротаж	81
Ут-Напиштим	22	Электроконтактная стыковая сварка	461
Фовель	86	Электроразведка	78
Фонтанная елка	178–179	Эмульсия водонефтяная	196
Фонтанный способ	162, 171	Энергия:	
Формальдегид	15	атомного ядра	12
Фотоген	24, 41, 227	ветра	8
Фракционирование	199, 235, 255–256	геотермальная	10
Фракция	63	нефти и газа	14
Харьгинское месторождение	69	приливов и отливов	11
Хлороформ	15	рек	12
Центратор	112, 128	Солнца	6
внутренний	459	угля	13
наружный	460	Эра	59
Центробежные нагнетатели	401	Эрлифт	141, 163
Центробежный насос	368	Этан	16
Церезин	231	Этиленгликоль	15
Цикланы	64	ЮКОС	45, 47, 49, 52, 243, 244, 358
Циклонные пылеуловители	203	Ядерная энергия	12
Цикл последовательной перекачки	352	Якорь:	
Цилиндрические газгольдеры	410	газовый	173–174
Циркуляционная система буровой		песочный	175
установки	104		
Цистерна:			
автомобильная	274–277		
жедезнодорожная	267, 268–270		
Шестеренный насос	369		

Указатель рисунков

1. Роль нефти и газа в жизни человека

Рис. 1.1.	Связь валового внутреннего продукта с потреблением энергетических ресурсов по странам мира	7
-----------	--	---

4. Нефтяная и газовая промышленность России

Рис. 4.1.	Структура нефтяной промышленности России	46
Рис. 4.2.	Структура ОАО «Газпром».	53

5. Основы нефтегазопромысловой геологии

Рис. 5.1.	Складка, образованная осадочными породами	61
Рис. 5.2.	Типы ловушек	74
Рис. 5.3.	Схема газонефтяной пластовой залежи	75
Рис. 5.4.	Антиклиналь на геологической карте и геологический разрез через нее	77
Рис. 5.5.	Принципиальная схема сейсморазведки	78
Рис. 5.6.	Принципиальная схема электроразведки	79
Рис. 5.7.	Схема многопластового нефтяного месторождения	82

6. Бурение нефтяных и газовых скважин

Рис. 6.1.	Конструкция скважины	89
Рис. 6.2.	Классификация способов бурения скважин на нефть и газ	91
Рис. 6.3.	Схема ударного бурения	92
Рис. 6.4.	Схема бурения скважины	94
Рис. 6.5.	Вышка ВМ-41	96
Рис. 6.6.	Мачтовая вышка А-образного типа	97
Рис. 6.7.	Кронблок	99
Рис. 6.8.	Талевый блок	99
Рис. 6.9.	Схема подвешивания бурильной трубы при спускоподъемных операциях	100
Рис. 6.10.	Ключ буровой АКБ-ЗМ	101
Рис. 6.11.	Вертлюг	102
Рис. 6.12.	Ротор	103
Рис. 6.13.	Функциональная схема установки	104
Рис. 6.14.	Циркуляционная система бурового раствора	105
Рис. 6.15.	Турбобур	106
Рис. 6.16.	Винтовой двигатель	107
Рис. 6.17.	Лопастное долото	108
Рис. 6.18.	Шарошечное долото	108
Рис. 6.19.	Алмазное долото	108
Рис. 6.20.	Бурильный замок	111
Рис. 6.21.	Бурильные трубы цельные с высаженными концами	111
Рис. 6.22.	Бурильная труба с приварными соединительными концами	111
Рис. 6.22.	Компоновка бурильной колонны	113
Рис. 6.24.	Типовая схема размещения оборудования, инструмента, запасных частей и материалов на буровой	115
Рис. 6.25.	Гидравлический смеситель МГ	125
Рис. 6.26.	Ловильные инструменты	128

Рис. 6.27.	Тины профилей наклонно-направленных скважин	130
Рис. 6.28.	Общий вид бурового судна	133
Рис. 6.29.	Самоподъемная буровая платформа в транспортном положении	136
Рис. 6.30.	Полупогружная буровая платформа	136

7. Добыча нефти и газа

Рис. 7.1.	Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы.	142
Рис. 7.2.	Зависимость относительной проницаемости песка от водонасыщенности для воды и нефти	144
Рис. 7.3.	Зависимость растворимости нефтяного газа от давления и температуры	148
Рис. 7.4.	Зависимость давления насыщения пластовой нефти Новодмитриевского месторождения от температуры	149
Рис. 7.5.	Характер зависимости вязкости пластовой нефти от давления и от температуры	149
Рис. 7.6.	Типы режимов нефтяного пласта.	152
Рис. 7.7.	Схема законтурного заводнения	156
Рис. 7.8.	Схемы внутриконтурного заводнения.	156
Рис. 7.9.	Схема расположения скважин при закачке газа в пласт	156
Рис. 7.10.	Применение гидроразрыва пласта и кислотной обработки скважин	157
Рис. 7.11.	Схема внутрипластового очага горения	161
Рис. 7.12.	Устройство скважины для фонтанной добычи нефти	164
Рис. 7.13.	Устройство скважины для компрессорной добычи нефти	164
Рис. 7.14.	Механизм компрессорной добычи нефти	164
Рис. 7.15.	Схема газлифтного цикла при добыче нефти	165
Рис. 7.16.	Схема добычи нефти с помощью штангового насоса	167
Рис. 7.17.	Схема установки ЭЦН в скважине	167
Рис. 7.18.	Конструкции оборудования забоя скважин	169
Рис. 7.19.	Этапы запуска газлифтной скважины	171
Рис. 7.20.	Насосная штанга и соединительная муфта	172
Рис. 7.21.	Якори	174
Рис. 7.22.	Схема оборудования устья скважины крестовой арматурой	179
Рис. 7.23.	Фонтанная арматура тройниковая	181
Рис. 7.24.	Схема обвязки крестовой фонтанной арматуры.	182
Рис. 7.25.	Оборудование устья скважины, эксплуатируемой погружным штанговым насосом	183
Рис. 7.26.	Станок-качалка типа СКД	184
Рис. 7.27.	Оборудование устья скважины, эксплуатируемой глубинными центробежными или винтовыми насосами	187
Рис. 7.28.	Принципиальные схемы ОПЭ	188
Рис. 7.29.	Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора	190
Рис. 7.30.	Принципиальная схема высоконапорной однострунной системы сбора	190
Рис. 7.31.	Принципиальная схема напорной системы сбора	190
Рис. 7.32.	Принципиальные схемы современных систем сбора	192
Рис. 7.33.	Вертикальный сепаратор.	194
Рис. 7.34.	Горизонтальный газонефтяной сепаратор.	195
Рис. 7.35.	Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа	196
Рис. 7.36.	Принципиальная схема отстойника непрерывного действия.	197
Рис. 7.37.	Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти.	200
Рис. 7.38.	Системы сбора газа на промыслах	202
Рис. 7.39.	Формы коллекторной газосборной сети	202
Рис. 7.40.	Вертикальный масляный пылеуловитель	205
Рис. 7.41.	Циклонный пылеуловитель	205
Рис. 7.42.	Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции;.	206

Рис. 7.43.	Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции	206
Рис. 7.44.	Принципиальная схема очистки газа от сероводорода	209
Рис. 7.45.	Принципиальная схема очистки газа от двуокиси углерода водой под давлением	209
Рис. 7.46.	Принципиальная схема установки подготовки природных вод	213
Рис. 7.47.	Схема установки очистки пластовых вод открытого типа	215
Рис. 7.48.	Схема установки очистки пластовых сточных вод закрытого типа	215

8. Переработка нефти

Рис. 8.1.	Технологические потоки современного НПЗ (упрощенная схема)	233
Рис. 8.2.	Принципиальная схема электрообессоливающей установки	234
Рис. 8.3.	Классификация методов вторичной переработки нефти	236

9. Переработка газов

Рис. 9.1.	Принципиальная технологическая схема ГПЗ	249
Рис. 9.2.	Принципиальная схема абсорбционно-десорбционного процесса	252
Рис. 9.3.	Принципиальная схема адсорбционного отбензинивания газовой смеси	252
Рис. 9.4.	Принципиальная схема получения дезанизированного бензина в установке НТК	254
Рис. 9.5.	Принципиальные схемы газодифракционирования	256

11. Способы транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа

Рис. 11.1.	Древнее нефтеналивное судно	266
Рис. 11.2.	Цистерна для перевозки бензина и светлых нефтепродуктов (модель 15-1443)	269
Рис. 11.3.	Восьмиосная цистерна для бензина (модель 15-1500)	269
Рис. 11.4.	Автомобиль-цистерна АЦ-4,2-53А	276
Рис. 11.5.	Полуприцеп-цистерна ППЦ-16,3	276

12. Трубопроводный транспорт нефти

Рис. 12.1.	Схема трубопроводов АК «Транснефть»	286
Рис. 12.2.	Зависимость плотности нефти от температуры	292
Рис. 12.3.	Ареометр	292
Рис. 12.4.	Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей	293
Рис. 12.5.	Капиллярный вискозиметр Пинкевича	294
Рис. 12.6.	Зависимость кинематической вязкости нефти от температуры	295
Рис. 12.7.	Состав сооружения магистрального нефтепровода	300
Рис. 12.8.	Технологическая схема головной перекачивающей станции	301
Рис. 12.9.	Технологическая схема промежуточной перекачивающей станции	302
Рис. 12.10.	Задвижка ЗОсб4нж	306
Рис. 12.11.	Задвижка стальная фланцевая с электроприводом	307
Рис. 12.12.	Клапан предохранительный СПКЗ-63	309
Рис. 12.13.	Клапан обратный поворотный КОП-75	310
Рис. 12.14.	Принципиальная схема катодной защиты	315
Рис. 12.15.	Механизм действия катодной защиты	315
Рис. 12.16.	Принципиальная схема протекторной защиты	316
Рис. 12.17.	Принципиальные схемы электрических дренажей	318
Рис. 12.18.	Принципиальная схема насосной установки на базе центробежного насоса	319
Рис. 12.19.	Вертикальный цилиндрический резервуар объемом 5000 м ³ со щитовой кровлей	323
Рис. 12.20.	Резервуар с плавающей крышей	325
Рис. 12.21.	Схемы основных типов плавающих крыш	325

Рис. 12.22. Резервуар с плавающим металлическим понтоном	326
Рис. 12.23. Общий вид сборного цилиндрического железобетонного резервуара	326
Рис. 12.24. Схема расположения оборудования на вертикальных резервуарах для маловязких нефтепродуктов	329
Рис. 12.25. Системы перекачки	334
Рис. 12.26. Схема прохождения нефти по эксплуатационному участку современного нефтепровода	335

13. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов

Рис. 13.1. Схема трубопроводов АК «Транснефтепродукт»	345
Рис. 13.2. Схема разветвленного нефтепродуктопровода	349
Рис. 13.3. Пример формирования циклов	352
Рис. 13.4. Разделители, применяемые при последовательной перекачке	353

14. Хранение и распределение нефтепродуктов

Рис. 14.1. Схема разбивки территории нефтебазы на зоны	364
Рис. 14.2. Схема расположения оборудования на вертикальных резервуарах для высоковязких нефтепродуктов	367
Рис. 14.3. Центробежный насос типа БНДВ	368
Рис. 14.4. Принципиальная схема насосной установки на базе поршневого насоса	369
Рис. 14.5. Схема шестеренного насоса	370
Рис. 14.6. Возможные схемы налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны	371
Рис. 14.7. Применяемые схемы слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн	372
Рис. 14.8. Двусторонняя комбинированная сливоналивная эстакада типа КС	374
Рис. 14.10. Принципиальная схема верхнего налива нефтепродуктов в автоцистерны	377
Рис. 14.11. Схема сооружения подземной емкости в отложениях каменной соли	379
Рис. 14.12. Схема последовательности работ при создании хранилищ методом глубоких взрывов	380
Рис. 14.13. Схемы шахтных хранилищ с вертикальной, наклонной и горизонтальной вскрывающими выработками	382
Рис. 14.14. Принципиальная схема шахтного хранилища нефтепродуктов	383
Рис. 14.15. Принципиальная схема льдогрунтового хранилища шахтного типа на один продукт	385
Рис. 14.16. Принципиальная схема АЗС	387

15. Трубопроводный транспорт газа

Рис. 15.1. Схема важнейших газопроводов России	393
Рис. 15.2. Схема магистрального газопровода	398
Рис. 15.3. Технологическая схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями	398
Рис. 15.4. Принципиальная схема ГРС	399
Рис. 15.5. Принципиальная схема установки ГТ-6-750	402
Рис. 15.6. Аппарат воздушного охлаждения (АВО) газа	404
Рис. 15.7. Принципиальная схема перекачки сжиженного природного газа	405

16. Хранение и распределение газа

Рис. 16.1. График суточного потребления газа	408
Рис. 16.2. Принципиальная схема газгольдеров низкого давления	411
Рис. 16.3. Цилиндрические газгольдеры высокого давления	411
Рис. 16.4. Принципиальная схема наземных сооружений ПХГ	413

Рис. 16.5.	Принципиальная схема газоснабжения населенных пунктов	415
Рис. 16.6.	Технологическая схема ГРП	417
Рис. 16.7.	Принципиальная схема АГНКС	419
Рис. 16.8.	Схемы установки цилиндрических резервуаров.	423
Рис. 16.9.	Сферический резервуар объемом 600 м ³ для хранения сжиженного пропана	423
Рис. 16.10.	Принципиальная схема поддержания низкотемпературного режима сжиженного газа в резервуаре.	424

18. Проектирование трубопроводов и хранилищ

Рис. 18.1.	Область поиска оптимальной трассы	438
Рис. 18.2.	Сетки, используемые при выборе трасс	439
Рис. 18.3.	Пример нумерации дуг сетки	439
Рис. 18.4.	Пример определения длян участков различной категории вдоль дуг	440

19. Сооружение трубопроводов

Рис. 19.1.	Зоны полосы отвода земель для строительства магистрального трубопровода.	450
Рис. 19.2.	Общая технологическая схема производства работ на строительстве трубопровода и комплекс машин для строительства.	451
Рис. 19.3.	Подземные схемы прокладки трубопровода.	453
Рис. 19.4.	Полуподземная схема прокладки трубопровода	453
Рис. 19.5.	Наземная схема укладки	455
Рис. 19.6.	Надземные схемы укладки линейной части магистрального трубопровода	455
Рис. 19.7.	Схема одноковшового экскаватора	456
Рис. 19.8.	Роторный траншейный экскаватор	456
Рис. 19.9.	Общий вид внутреннего центратора ЦВ-102	460
Рис. 19.10.	Наружный многозвенный центратор	460
Рис. 19.11.	Самоходная битумоизоляционная машина	462
Рис. 19.12.	Схема проведения изоляционно-укладочных работ совмещенным способом при различных диаметрах трубопровода	464
Рис. 19.13.	Надземные схемы переходов через естественные и искусственные препятствия	470
Рис. 19.14.	Схема горизонтального бурения	474
Рис. 19.15.	Схема подводного перехода	475
Рис. 19.16.	Схема протаскивания трубопровода	478
Рис. 19.17.	Схема укладки трубопровода трубоукладочным судном	478

20. Сооружение насосных и компрессорных станций магистральных трубопроводов

Рис. 20.1.	Одиночные фундаменты	483
Рис. 20.2.	Ленточный фундамент	483
Рис. 20.3.	Схема свайной опоры	484
Рис. 20.4.	Фундаменты под компрессорные агрегаты	485
Рис. 20.5.	Разрез компрессорного цеха	486
Рис. 20.6.	Фундамент под резервуары объемом 5000 м ³	489
Рис. 20.7.	Фундамент под резервуары на косогорном участке.	489
Рис. 20.8.	Фундамент под резервуары объемом 10 000 м ³	489
Рис. 20.9.	Габариты погрузки	492
Рис. 20.10.	Схема организации комплектно-блочного строительства ПС	493

Указатель таблиц

3. Нефть и газ на карте мира	
Табл. 3.1.	Доказанные запасы нефти в мире на 1 января 2001 г. 29
Табл. 3.2.	Динамика изменения доказанных запасов нефти в странах мира. 31
Табл. 3.3.	Изменение доказанных запасов природного газа в мире 33
Табл. 3.4.	Доказанные запасы газа в мире на 1 января 2001 г. 33
Табл. 3.5.	Уникальные нефтяные месторождения мира 36
Табл. 3.6.	Уникальные газовые месторождения мира 38
4. Нефтяная и газовая промышленность России	
Табл. 4.1.	Добыча нефти (включая газовый конденсат) в 80–90 годах 44
Табл. 4.2.	Состав нефтяных компаний России 47
Табл. 4.3.	Добыча нефти в России в 2001–2003 гг. 49
Табл. 4.4.	Добыча газа в России в 2001–2003 гг. 52
5. Основы нефтегазопромышленной геологии	
Табл. 5.1.	Геохронологическая таблица. 60
7. Добыча нефти и газа	
Табл. 7.1.	Характеристики насосно-компрессорных труб 172
Табл. 7.2.	Характер обработки и условия использования сталей для изготовления насосных штанг 173
Табл. 7.3.	Основные параметры ЭЦН. 175
Табл. 7.4.	Основные характеристики установок погружных винтовых электронасосов 177
Табл. 7.5.	Основные характеристики станков-качалок. 185
Табл. 7.6.	Сведения о некоторых насосах КНС. 216
Табл. 7.7.	Основные сведения о высоконапорных водоводах 217
Табл. 7.8.	Ингибиторы, применяемые для защиты от коррозии промысловых трубопроводов и оборудования. 221
8. Переработка нефти	
Табл. 8.1.	Государства – региональные лидеры в области первичной переработки нефти на 1 января 2001 г. 241
Табл. 8.2.	Мощность процессов, увеличивающих глубину переработки нефти и улучшающих качество нефтепродуктов, в различных странах мира на 1 января 2001 года 242
Табл. 8.3.	Двадцать пять крупнейших нефтеперерабатывающих компаний мира (на 1 января 2001 г.) 243
Табл. 8.4.	Первичная переработка нефти в России в 2000 г. 244
Табл. 8.5.	Мощности вторичной переработки нефти в России в 2000 г. 246
11. Способы транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа	
Табл. 11.1.	Типы танкеров для перевозки сжиженных газов. 273

Табл. 11.2.	Участие различных видов транспорта в перевозках нефти в период с 1960 по 1980 гг.	279
12. Трубопроводный транспорт нефти		
Табл. 12.1.	Крупнейшие нефтепроводы в системе АК «Транснефть»	288
Табл. 12.2.	Крупнейшие нефтепроводы за рубежом	288
Табл. 12.3.	Основные параметры нефтей России	291
Табл. 12.4.	Сортамент электросварных труб для нефтепроводов.	305
Табл. 12.5.	Техническая характеристика насосных агрегатов	321
13. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов		
Табл. 13.1.	Динамика изменения протяженности нефтепродуктопроводов в послевоенные годы	344
Табл. 13.2.	Основные физические свойства нефтепродуктов, перекачиваемых по трубопроводам	348
Табл. 13.3.	Техническая характеристика насосных агрегатов нефтепродуктопроводов	350
14. Хранение и распределение нефтепродуктов		
Табл. 14.1.	Система нефтепродуктообеспечения Российской Федерации (на 1996 г.)	358
Табл. 14.2.	Сравнительные технико-экономические показатели хранилищ объемом 100 тыс. м ³	384
15. Трубопроводный транспорт газа		
Табл. 15.1.	Трубопроводы для уренгойского газа	392
Табл. 15.2.	Изменение протяженности магистральных газопроводов в СССР	392
Табл. 15.3.	Основные параметры ГПА, используемых на КС.	401
Табл. 15.4.	Зависимость давления упругости насыщенных паров углеводородов от температуры	407
17. Трубопроводный транспорт твердых и сыпучих материалов		
Табл. 17.1.	Характеристика некоторых действующих пульпопроводов	430
Табл. 17.2.	Рекомендуемые параметры пульпы.	431

Приложение.

Основы нефтегазового дела глазами студентов

«Применение нефти как горючего началось во времена когда человек еще не знал о ее существовании...»

«С древнейших времен человек пользуется условным топливом...»

«Так как солнечная энергия непостоянна, т. е. мы знаем, что день сменяется ночью, а также могут мешать облака при плохой погоде, поэтому мы не можем отвечать за действия солнечной энергии...»

«Солнечная энергия самая трудная к освоению ученых...»

«Ветровая энергия имеет космическое происхождение...»

«В Бразилии каждый пятый ездит на сахарном тростнике...»

«Они кидали нефть в горшках. Ударившись о стену горшок разбивался и нефть загорала...»

«Атомную энергию используют также в судоходстве. Так, в СССР впервые в мире появился атомный ледоход...»

«Добыча нефти в России начиналась на Кавказе — в Маз. Доке...»

«Революция 17-го года заметно отразилась на добыче нефти: разрушение всего старого и строительство всего нового привело к тому, что нефтяная промышленность России шагнула на много лет назад...»

«В дореволюционный и в период Великой Отечественной войны нефтяная промышленность развивалась довольно большими темпами: в Поволжье начали разрабатывать Урал...»

«Если башкирская нефть содержала большое количество серы, то западносибирская нефть содержала менее количество серы. Ее сравнивали с бакинской нефтью. Даже называли „Второй Баку“...»

«По сравнению с периодом после войны современный период развития нефтяной промышленности повысился в техническом плане...»

«На падении добычи нефти в начале 90-х годов сказались пережитки перестройки...»

«Нефть, добываемая в нашей стране, пользуется большим спросом, хотя ее качество оставляет желать лучшего. Большое количество озер и болот (например, в Западной Сибири) повлияло на содержание в нефти различных примесей...»

«Газовая промышленность зародилась в 1835 году в Санкт-Петербурге методом сухой перегонки угля...»

«Вначале вырабатывали искусственный газ, называемый светильником...»

«Считают, что Земля начала образовываться 30 млн лет назад. В это время еще не было ни животных, ни растений. Лишь только была вода и суша...»

«Газ раньше не добывали, просто он сам по себе просачивался из-под земли и в один прекрасный день он сам по себе зажегся...»

«Ловушка представляет собой определенное пространство между двумя пластами. По мере скопления нефти и газа, в этом пространстве повышается давление, что приводит к раздвиганию этих пластов. Так образуется месторождение...»

«До населения обычных людей на Земле существовал рай. Там была обильная растительность. Эта растительность с появлением грехов у человека вскоре засохла. И одна часть жира испарилась на небо, а другая в виде жира по трещинам прошла в недра земли. И таким образом образовались скопления нефти...»

«Нефть — это остатки райской жизни на Земле...»

«На сегодня существует несколько видов получения газа: 1) биохимический — получение газа в лабораториях при химических взаимодействиях (с помощью органических веществ); 2) термокаталитический — при использовании закрытых катализаторов и высоком давлении; 3) метаноморфический — образование метана с помощью угля при высоких температурах с помощью углевода; 4) радиационно-химический — получение метана с помощью радиационного луча и другие...»

«Нефть раньше находили, когда она сама вырвется из почвы или моря. А иногда даже смешными путями. Например, где ворона сядет, там и будут они бурить...»

«Разведочные и поисковые работы идут с помощью специальных приборов, посылающих сигнал в земную кору, который является как бы эхотом. Сигнал летит очень быстро и, возвратившись за определенный промежуток времени, он говорит о том, на какой глубине находятся залежи. Извлекают керны из этих мест и делают вывод есть ли там нефть по-настоящему или ее нет. Затем ее бурят...»

«При гравиразведке проводят исследование пластов на содержание гравия, т. к. нефть и газ влияют на содержание гравия в породе...»

«Нефть и газ поглощают взрывную волну и это отражается на кардиограммах сейсмографа...»

«Есть один метод, который определяет химический состав подземных вод. По этому методу вычисляют таким образом: берут пробу воды, определя-

ют ее состав. Если в составе есть органические вещества и концентрация этих веществ возрастает, то делают вывод о наличии нефти и газа...»

«В магматических породах содержатся гранит и базальт...»

«Радиоактивная съемка — это способ, при котором с помощью самолета снимают поверхность Земли...»

«Бурение скважин — дорогое дело. Где попало не поставишь...»

«Скважина — это вертикальная пробойна горной породы...»

«Длиной скважины называют промежуток от устья до забоя, а глубиной — проекцию глубины на вертикальную ось...»

«Ствол скважины — это пространство, ограниченное стеной...»

«Эксплуатационную колонну можно укрепить арматурой...»

«Буровой инструмент воздействует на горную породу, как бы разрушая ее...»

«В процессе бурения долото изнашивается, и поэтому его меняют. Для этого поднимают колонну бурильных труб и заменяют ротор...»

«Бурение с забойным двигателем подразделяется на турбобур и электробур...»

«Долото состоит из высокопрочных сплавов и покрывается сверху алмазными крошками...»

«Работой залежей является то, что они под землей движутся и во время их движения они заполняют щели и постепенно выходят наружу и в некоторых случаях бьют фонтанчиками...»

«В 1902 г. недалеко от Грозного была построена нефтяная скважина, откуда нефть добывали методом вращательного бурения с промывкой от горных пород...»

«История развития нефтегазодобычи зародилась очень давно...»

«При фонтанном способе нефть извлекается из скважин самоизвольно...»

«Самотечная двухтрубная система разделяется при давлении 0,6 МПа... Газ, который выделяется, используется на сжигание факелов...»

«После гражданской войны требовались деньги на доделывание нескольких нефтепроводов... Трубы очищали металлическими щетками вручную, покрывали каменно-угольным битумом...»

«Первый ученый, который провел опыт по перекачке нефтей с разбавителями в нашей стране, был 1920 год...»

«Вначале для строительства трубопроводов использовались трубы очень маленького диаметра — примерно с большой палец...»

«В 1967 г. был построен самый длинный нефтепровод во всем мире: Тбилиси — Куйбышев — европейские страны...»

«На трубопроводах задвижки оборудованы автоматически...»

«Насосы работают на электродвигателях. Нефть из дающей трубы попадает в нагнетатель, оттуда — в втягивающую трубу, а затем в насосы...»

«„Из насоса в насос“ идет перекачка нефтепродуктов по трубопроводу с помощью агрегатных насосов, которые стоят на относительном расстоянии друг от друга...»

«Первую нефтебазу в России построили братья Нобель. Она была вырыта в земле...»

«Газоперекачивающий агрегат состоит из вентиляционного отверстия, газотурбинного двигателя и двух огнетушителей, которые стоят с внешней стороны агрегата...»

«При транспортировке по газопроводам плотность газа сжимается...»

«Нефтебаза должна располагаться в местах, где рядом будет хороший рынок сбыта нефтепродуктов. Это рядом должны находиться населенные пункты, города...»

«Строительная индустрия применяется для строительства трубопроводов...»

«Сейчас трубопроводы прокладываются на большие расстояния, что требует много строительного материала... Строительные материалы доставляют на строительную площадку и в зависимости от длины трубопровода они укладываются...»

«При строительстве морских трубопроводов трубы закрепляют ко дну под водой специальными стойками...»

«Перед укладкой подводный трубопровод балластируют. Балластировка производится с той целью, чтобы трубопровод не всплыл. Для этого его крепят чугунными балками. Чтобы трубопровод не всплыл его еще и утяжеляют...»

«Трубы заливают битумовозами... Битумовоз обливает трубу, проходя в щель трубы...»

«Строительство перекачивающих станций начинается с места, где она будет построена. Это и учитывается сама местность, ее рельеф...»

«При заливке фундамента по бокам ставят опоры, чтобы он не вытек...»

«Строительство зданий производится кирпичом. Сразу после фундамента кирпичом выравнивают. Затем начинают подымать здание. Кирпичи скрепляют раствором из цемента, песка, земли и воды...»

Содержание

Об авторах	4
Предисловие	5
1. Роль нефти и газа в жизни человека	6
1.1. Современное состояние и перспективы развития энергетики	6
Солнечная энергия	6
Энергия ветра	8
Геотермальная энергия	10
Энергия приливов и отливов	11
Энергия рек	12
Энергия атомного ядра	12
Энергия угля	13
Энергия нефти и газа	14
1.2. Нефть и газ – ценное сырье для переработки	15
1.3. Газ как моторное топливо	16
2. Краткая история применения нефти и газа	19
3. Нефть и газ на карте мира	28
3.1. Динамика роста мировой нефтегазодобычи	28
3.2. Мировые запасы нефти и газа	29
3.3. Месторождения-гиганты	36
4. Нефтяная и газовая промышленность России	39
4.1. Развитие нефтяной промышленности	39
Дореволюционный период	39
Период до Великой Отечественной войны	41
Период Великой Отечественной войны	42
Период до распада СССР	43
Современный период	44
4.2. Развитие газовой промышленности	49
Период зарождения газовой промышленности	49
Период становления газовой промышленности	50
Период до распада СССР	51
Современный период	51

5. Основы нефтегазопромысловой геологии	56
5.1. Проблема поиска нефтяных и газовых месторождений	56
5.2. Состав и возраст земной коры	58
5.3. Формы залегания осадочных горных пород	61
5.4. Состав нефти и газа	63
5.5. Происхождение нефти	65
5.6. Происхождение газа	71
5.7. Образование месторождений нефти и газа	73
5.8. Методы поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений	77
Геологические методы	77
Геофизические методы	78
Гидрогеохимические методы	80
Бурение и исследование скважин	80
5.9. Этапы поисково-разведочных работ	81
6. Бурение нефтяных и газовых скважин	85
6.1. Краткая история развития бурения	85
6.2. Понятие о скважине	88
6.3. Классификация способов бурения	91
6.4. Буровые установки, оборудование и инструмент	95
Буровые установки	95
Буровое оборудование и инструмент	106
6.5. Цикл строительства скважины	114
6.6. Промывка скважин	118
Виды буровых растворов и их основные параметры	119
Химическая обработка буровых растворов	123
Приготовление и очистка буровых растворов	123
6.7. Осложнения, возникающие при бурении	126
6.8. Наклонно направленные скважины	129
6.9. Сверхглубокие скважины	131
6.10. Бурение скважин на море	134
7. Добыча нефти и газа	138
7.1. Краткая история развития нефтегазодобычи	138
7.2. Физика продуктивного пласта	141
Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов	141
Условия залегания нефти, газа и воды в продуктивных пластах	145
Физические свойства пластовых флюидов	146

7.3.	Этапы добычи нефти и газа	150
7.4.	Разработка нефтяных и газовых месторождений	151
	Силы, действующие в продуктивном пласте	151
	Режимы работы залежей	152
	Искусственные методы воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону	154
	Методы поддержания пластового давления	155
	Методы повышения проницаемости пласта и призабойной зоны	157
	Методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов	160
7.5.	Эксплуатация нефтяных и газовых скважин	162
	Способы эксплуатации	162
	Оборудование забоя скважин	168
	Оборудование ствола скважин	171
	Оборудование устья скважин	178
	Одновременная раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной	186
7.6.	Системы сбора нефти на промыслах	189
7.7.	Промысловая подготовка нефти	193
	Дегазация	193
	Обезвоживание	196
	Обессоливание	198
	Стабилизация	198
7.8.	Установка комплексной подготовки нефти	199
7.9.	Системы промыслового сбора природного газа	200
7.10.	Промысловая подготовка газа	203
	Очистка газа от механических примесей	203
	Осушка газа	204
	Очистка газа от сероводорода	208
	Очистка газа от углекислого газа	210
7.11.	Система подготовки и закачки воды в продуктивные пласты	210
	Воды, используемые для закачки в пласт	210
	Подготовка вод для закачки	211
	Сооружения для нагнетания воды в пласт	216
7.12.	Защита промысловых трубопроводов и оборудования от коррозии	217
	Применение внутренних защитных покрытий	218
	Применение ингибиторов	220
	Технологические методы	222
7.13.	Стадии разработки залежей	223
7.14.	Проектирование разработки месторождений	224
8.	Переработка нефти	226
8.1.	Краткая история развития нефтепереработки	226
8.2.	Продукты переработки нефти	229
	Топлива	229
	Нефтяные масла	231
	Другие нефтепродукты	231

8.3.	Основные этапы нефтепереработки.....	232
	Подготовка нефти к переработке.....	232
	Первичная переработка нефти.....	234
	Вторичная переработка нефти.....	235
	Очистка нефтепродуктов.....	237
	Очистка светлых нефтепродуктов.....	237
	Очистка смазочных масел.....	238
8.4.	Типы нефтеперерабатывающих заводов.....	239
8.5.	Современное состояние нефтепереработки.....	240
9.	Переработка газов.....	248
9.1.	Исходное сырье и продукты переработки газов.....	248
9.2.	Основные объекты газоперерабатывающих заводов.....	248
9.3.	Отбензинивание газов.....	250
	Компрессионный метод.....	250
	Абсорбционный метод.....	250
	Адсорбционный метод.....	251
	Конденсационный метод.....	253
9.4.	Газофракционирующие установки.....	255
10.	Химическая переработка углеводородного сырья.....	257
10.1.	Краткие сведения о нефтехимических производствах.....	257
	Производство нефтехимического сырья.....	257
	Производство поверхностно-активных веществ.....	258
	Производство спиртов.....	258
	Производство полимеров.....	258
10.2.	Основные продукты нефтехимии.....	260
	Поверхностно-активные вещества (ПАВ).....	260
	Синтетические каучуки.....	260
	Пластмассы.....	262
	Синтетические волокна.....	263
11.	Способы транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа.....	265
11.1.	Краткая история развития способов транспорта энергоносителей.....	265
11.2.	Современные способы транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа.....	268
	Железнодорожный транспорт.....	268
	Водный транспорт.....	270
	Автомобильный транспорт.....	274
	Трубопроводный транспорт.....	277
11.3.	Область применения различных видов транспорта.....	278
	Транспортировка нефти.....	278
	Транспортировка газа.....	279
	Транспортировка нефтепродуктов.....	279

12. Трубопроводный транспорт нефти	281
12.1. Развитие нефтепроводного транспорта в России	281
Дореволюционный период	281
Период до Великой Отечественной войны	282
Период Великой Отечественной войны	283
Период до распада СССР	283
Современное состояние	285
12.2. Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта	291
12.3. Классификация нефтепроводов	298
12.4. Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода	299
12.5. Трубы для магистральных нефтепроводов	304
12.6. Трубопроводная арматура	308
12.7. Средства защиты трубопроводов от коррозии	311
Изоляционные покрытия	311
Электрохимическая защита трубопроводов от коррозии	313
Катодная защита	314
Протекторная защита	314
Механизм наведения блуждающих токов	316
Электродренажная защита трубопроводов	317
12.8. Насосно-силовое оборудование	319
12.9. Резервуары и резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов	322
12.10. Оборудование резервуаров	328
Оборудование для обеспечения надежной работы резервуаров и снижения потерь нефти	328
Оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров	330
Противопожарное оборудование	331
Приборы контроля и сигнализации	331
Особенности оборудования резервуаров с плавающими крышами	332
12.11. Системы перекачки	333
12.12. Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей	335
Перекачка с разбавителями	335
Гидротранспорт	336
Перекачка термообработанных нефтей	338
Перекачка нефтей с присадками	339
Перекачка предварительно подогретых нефтей	339
13. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов	341
13.1. Развитие нефтепродуктопроводного транспорта в России	341
Довоенный период	342
Период Великой Отечественной войны	342
Период до распада СССР	343
Современный период	344
13.2. Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта	347

13.3. Краткая характеристика нефтепродуктопроводов	348
13.4. Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов	351
14. Хранение и распределение нефтепродуктов	354
14.1 Краткая история развития нефтебаз	354
14.2. Классификация нефтебаз	361
14.3. Операции, проводимые на нефтебазах	362
14.4. Объекты нефтебаз и их размещение	363
14.5. Резервуары нефтебаз	366
14.6. Насосы и насосные станции нефтебаз	368
14.7. Сливоналивные устройства для железнодорожных цистерн	371
14.8. Нефтяные гавани, причалы и пирсы	375
14.9. Установки налива автомобильных цистерн	376
14.10. Подземное хранение нефтепродуктов	378
Хранилища в отложениях каменной соли	378
Хранилища, сооружаемые методом глубинных взрывов	379
Шахтные хранилища	381
Льдогрунтовые хранилища	384
14.11. Автозаправочные станции	386
15. Трубопроводный транспорт газа	389
15.1. Развитие трубопроводного транспорта газа	389
Период до 1956 года	390
Период с 1956 г. до распада СССР	391
Современный период	392
15.2. Свойства газов, влияющие на технологию их транспорта	396
15.3. Классификация магистральных газопроводов	396
15.4. Основные объекты и сооружения магистрального газопровода	397
15.5. Газоперекачивающие агрегаты	400
15.6. Аппараты для охлаждения газа	403
15.7. Особенности трубопроводного транспорта сжиженных газов	403
16. Хранение и распределение газа	408
16.1. Неравномерность газопотребления и методы ее компенсации	408
16.2. Хранение газа в газгольдерах	409

16.3. Подземные газохранилища.....	412
16.4. Газораспределительные сети.....	414
16.5. Газорегуляторные пункты.....	416
16.6. Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции.....	417
16.7. Использование сжиженных углеводородных газов в системе газоснабжения.....	420
16.8. Хранилища сжиженных углеводородных газов.....	421
17. Трубопроводный транспорт твердых и сыпучих материалов.....	425
17.1. Пневмотранспорт.....	425
17.2. Контейнерный транспорт.....	426
17.3. Гидротранспорт.....	429
18. Проектирование трубопроводов и хранилищ.....	433
18.1. Проектирование магистральных трубопроводов.....	433
18.2. Особенности проектирования нефтебаз.....	435
18.3. Использование ЭВМ при проектировании трубопроводов и хранилищ.....	436
19. Сооружение трубопроводов.....	441
19.1. Основные этапы развития отраслевой строительной индустрии.....	441
Период до образования Миннефтегазстроя СССР.....	441
Период до распада СССР.....	443
Современный период.....	446
19.2. Состав работ, выполняемых при строительстве линейной части трубопроводов.....	448
19.3. Сооружение линейной части трубопроводов.....	452
Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы.....	452
Земляные работы.....	452
Сварочно-монтажные работы.....	457
Изоляционно-укладочные работы.....	461
Очистка внутренней полости и испытание трубопроводов.....	465
19.4. Особенности сооружения переходов магистральных трубопроводов через преграды.....	468
Воздушные переходы.....	469
Переходы под железными и автомобильными дорогами.....	471
Подводные переходы.....	473
19.5. Строительство морских трубопроводов.....	476

20. Сооружение насосных и компрессорных станций магистральных трубопроводов	480
20.1. Состав работ, выполняемых при сооружении насосных и компрессорных станций	480
20.2. Общестроительные работы на перекачивающих станциях	481
Разбивочные работы	481
Земляные работы	481
Бетонные работы	482
Монтажные работы по сооружению зданий	485
Устройство кровли	486
20.3. Специальные строительные работы при сооружении НС и КС	487
Монтаж оборудования	487
Монтаж технологических трубопроводов	487
Монтаж резервуаров для нефти и нефтепродуктов	488
20.4. Сооружение блочно-комплектных насосных и компрессорных станций	491
 Основные понятия и определения	 494
 Список литературы	 503
 Предметно-алфавитный указатель	 504
 Указатель рисунков	 509
 Указатель таблиц	 514
 Приложение.	
Основы нефтегазового дела глазами студентов	516

Учебное издание

Коршак Алексей Анатольевич
Шаммазов Айрат Мингазович

Основы нефтегазового дела

Учебник для вузов

Издание третье, исправленное и дополненное

Зав. редакцией Т. Е. Бочарова
Редактор О. В. Берелехис
Верстка: К. Тулинов

Техническое редактирование, корректура, верстка выполнены
в редакции научно-технической литературы «Академия»
издательства ООО «ДизайнПолиграфСервис»

450005, г. Уфа, ул. Кирова, 65. Тел.: (3472) 52-70-88, 52-40-36
Эл. почта: dizain_bte@mail.ru

Сдано в набор 20.01.2005. Подписано в печать 23.05.2005
Формат 60×90/16. Бум. офсет. №1. Гарнитура «Петербург».
Усл.-печ. л. 33,00. Уч.-изд. л. 38,12. Тираж 6000. Заказ 164

Отпечатано в ООО «ДизайнПолиграфСервис»

450005, г. Уфа, ул. Кирова, 65. Тел.: (3472) 52-70-88, 52-40-36
Почта: 450000, Уфа-центр, а/я 1535
Эл. почта: dizain@ufanet.ru