

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»

А. Н. Янушонок

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

Учебно-методический комплекс
для студентов специальности 1-70 05 01
«Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Новополоцк
ПГУ
2014

УДК 621.64(075.8)
ББК 39.7я73
Я65

Рекомендован к изданию методической комиссией
инженерно-технологического факультета
в качестве учебно-методического комплекса (протокол № 7 от 19.12.2013)

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

канд. техн. наук. нач. отд. подготовки кадров ОАО «Нафтан»,
А. И. ВЕГЕРА;
канд. техн. наук. доц. каф. трубопроводного транспорта и гидравлики
УО «ПГУ», А. Г. КУЛЬБЕЙ

Янушонок, А. Н.
Я65 Основы нефтегазового дела : учеб.-метод. комплекс для студентов специальности 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / А. Н. Янушонок. – Новополоцк : ПГУ, 2014. – 320 с.

ISBN 978-985-531-422-7.

Приведены темы изучаемого курса, их объем в часах лекционных и лабораторных занятий, изложены теоретические и практические основы дисциплины. Представлены лабораторные работы, контрольные вопросы.

Предназначен для студентов специальности 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

УДК 621.64(075.8)
ББК 39.7я73

ISBN 978-985-531-422-7

© Янушонок А. Н., 2014
© УО «ПГУ», 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА	8
2. НЕФТЬ И ГАЗ НА КАРТЕ МИРА	16
2.1. Динамика роста мировой нефтегазодобычи	16
2.2. Мировые запасы нефти и газа	17
2.3. Месторождения-гиганты	22
3. НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ	25
3.1. Развитие нефтяной промышленности	25
3.2. Развитие газовой промышленности	32
4. ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ	38
4.1. Проблема поиска нефтяных и газовых месторождений	38
4.2. Состав и возраст земной коры	40
4.3. Формы залегания осадочных горных пород	43
4.4. Состав нефти и газа	45
4.5. Происхождение нефти	47
4.6. Происхождение газа	54
4.7. Образование месторождений нефти и газа	56
4.8. Методы поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений	59
4.9. Этапы поисково-разведочных работ	63
5. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	67
5.1. Краткая история развития бурения	67
5.2. Понятие о скважине	70
5.3. Классификация способов бурения	72
5.4. Буровые установки, оборудование и инструмент	75
5.5. Цикл строительства скважины	90
5.6. Промывка скважин	94
5.7. Осложнения, возникающие при бурении	102
5.8. Наклонно направленные скважины	105
5.9. Сверхглубокие скважины	106
5.10. Бурение скважин на море	110
6. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА	114
6.1. Краткая история развития нефтегазодобычи	114
6.2. Физика продуктивного пласта	117
6.3. Этапы добычи нефти и газа	124
6.4. Разработка нефтяных и газовых месторождений	125
6.5. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин	135
6.6. Системы сбора нефти на промыслах	156
6.7. Промысловая подготовка нефти	160
6.8. Установка комплексной подготовки нефти	166
6.9. Системы промыслового сбора природного газа	167
6.10. Промысловая подготовка газа	170
6.11. Стадии разработки залежей	176
7. ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ	179
7.1. Краткая история развития нефтепереработки	179
7.2. Продукты переработки нефти	182
7.3. Основные этапы нефтепереработки	185
7.4. Типы нефтеперерабатывающих заводов	190
7.5. Современное состояние нефтепереработки	191

8. ПЕРЕРАБОТКА ГАЗОВ	195
8.1. Исходное сырье и продукты переработки газов	195
8.2. Основные объекты газоперерабатывающих заводов	195
8.3. Отбензинивание газов	197
8.4. Газофракционирующие установки	201
9. ХИМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ	203
9.1. Краткие сведения о нефтехимических производствах	203
9.2. Основные продукты нефтехимии	205
10. СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА	210
10.1. Краткая история развития способов транспорта энергоносителей	210
10.2. Современные способы транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа	213
10.3. Область применения различных видов транспорта	220
11. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ	224
11.1. Развитие нефтепроводного транспорта в России	224
11.2. Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта	232
11.3. Классификация нефтепроводов	236
11.4. Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода	236
11.5. Резервуары и резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов ...	241
11.6. Системы перекачки	246
11.7. Перекачка высоковязких и высокосаistyвающих нефтей	247
12. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ	253
12.1. Развитие нефтепродуктопроводного транспорта в России	253
12.2. Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта	257
12.3. Краткая характеристика нефтепродуктопроводов	258
12.4. Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов	260
13. ХРАНЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ	264
13.1. Классификация нефтебаз	264
13.2. Операции, проводимые на нефтебазах	265
13.3. Объекты нефтебаз и их размещение	266
13.4. Резервуары нефтебаз	268
13.5. Автозаправочные станции	269
14. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА	273
14.1. Развитие трубопроводного транспорта газа	273
14.2. Свойства газов, влияющие на технологию их транспорта	278
14.3. Классификация магистральных газопроводов	279
14.4. Основные объекты и сооружения магистрального газопровода	279
15. ХРАНЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗА	283
15.1. Неравномерность газопотребления и методы ее компенсации	283
15.2. Хранение газа в газгольдерах	283
15.3. Подземные газохранилища	286
15.4. Газораспределительные сети	288
15.5. Газорегуляторные пункты	290
Лабораторная работа № 1	291
Лабораторная работа № 2	295
Лабораторная работа № 3	302
Лабораторная работа № 4	305
Лабораторная работа № 5	307
Лабораторная работа № 6	310
Лабораторная работа № 7	313
Лабораторная работа № 8	316
Литература	319

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Основы нефтегазового дела» рассматривает вопросы технологии поиска, разведки, добычи, транспортировки, переработки, распределения и потребления углеводородов.

Целью изучения дисциплины является получение студентами научно-обоснованной системы знаний о значении нефти и газа в развитии техники, их роли в народном хозяйстве и научно-техническом прогрессе.

Основными задачами изучения дисциплины являются:

1. Создание у студентов основ высокой теоретической подготовки в области истории развития поиска, разведки, добычи, транспортировки, переработки, распределения и потребления углеводородов, позволяющей ориентироваться в потоке научно-технической информации и являющейся базисом для изучения таких дисциплин специальности, как «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов», «Трубопроводный транспорт и хранение газа», «Системы снабжения нефтепродуктами и газом», «Проектирование и эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ» и других.

2. Выработка у студентов навыков безопасной работы с жидкими и газообразными углеводородами, оценки качественных показателей жидких углеводородов.

Курс «Основы нефтегазового дела» формирует у студентов теоретические и прикладные знания необходимые для изучения специальных курсов, а также для решения многих инженерных задач.

В результате изучения дисциплины:

Студент должен *знать*:

- значение нефти и газа в древности и сегодня, историю развития добычи нефти и газа;
- химический состав нефти и газа, свойства нефтей и нефтепродуктов;
- методы поиска и разведки месторождений, бурения скважин и добычи углеводородов;
- методы транспортировки, хранения, переработки, распределения и потребления углеводородов;
- экологические проблемы, связанные с добычей, транспортировкой и переработкой нефти и газа.

Студент должен *уметь*:

- определять качественные показатели жидких углеводородов.

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА КУРСА

Номер раздела, темы, занятия	Название раздела, темы, занятия	Количество аудиторных часов	
		лекции	лабораторные занятия
1	Основы нефтегазового дела (32 ч.)	16	16
1.1	Вводная лекция.	2	2
1.1.1	Предмет и задачи дисциплины. Роль и значение нефти и газа в развитии техники. Использование нефти и газа в древности. Современное состояние добычи нефти и газа в мире и Беларуси. Центры по переработке нефти и газа в мире, в странах СНГ и Беларуси. Мировые запасы нефти и газа.	2	
1.1.2	Определение вязкости жидких нефтепродуктов		2
1.2	Происхождение, химический состав и классификация нефтей и газа	2	2
1.2.1	Классификация месторождений. Теории происхождения нефти, классификация месторождений и нефтей. Условия залегания нефти. Происхождение природных газов. Крупнейшие газовые месторождения. Химический состав нефти и газа.	2	
1.2.2	Определение плотности нефтепродуктов		2
1.3	Свойства нефтей и нефтепродуктов	2	2
1.3.1	Физико-химические свойства (плотность, молекулярная масса, вязкость и вязкостно-температурные свойства). Типы нефтепродуктов и их свойства. Эксплуатационные свойства товарных топлив и масел (испаряемость топлив, антидетонационная стойкость бензина, подвижность топлив при низких температурах, склонность к образованию отложений, воспламеняемость дизельных топлив, коррозионная агрессивность)	2	
1.3.2	Метод количественного определения содержания воды		2
1.4	Нефть и газ как сырье для нефтехимической промышленности	2	2
1.4.1	Процессы нефтепереработки и виды продукции. Полимеры. Пластмассы и синтетические смолы. Синтетические волокна. Моющие средства, спирты и другие продукты нефтехимии. Переработка нефти и газа в Беларуси и мире. Экологические проблемы, связанные с переработкой нефти и газа.	2	
1.4.2	Определение содержания хлористых солей титрованием водного экстракта		2
1.5	Поиск и разведка нефти и газа	2	2
1.5.1	Геологические поисковые работы. Геофизические и геохимические методы.	2	
1.5.2	Ускоренный метод определения серы		2

1.6	Бурение скважин, добыча нефти и газа	2	2
1.6.1	Виды бурения. Буровая вышка. Техника бурения. Освоение скважин. Способы извлечения нефти. Добыча (эксплуатация месторождений). Способы увеличения отбора нефти из пласта. Подготовка нефти и газа к транспортировке (обессоливание, обезвоживание). Этапы очистки нефти. Крупнейшие центры добычи нефти и газа.	2	
1.6.2	Определение температуры вспышки горючих жидкостей		2
1.7	Хранение и транспорт нефти и газа	2	2
1.7.1	Роль и место объектов транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа, в системе нефтяной и газовой отраслей промышленности и отраслей народного хозяйства. Краткая история развития техники транспорта и хранения нефти и газа. Система хранения природного газа. Газохранилища. Хранение нефти и нефтепродуктов. Подготовка нефти и газа к транспортировке. Транспорт нефти и газа. Водный транспорт. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубопроводный транспорт газа. Борьба с гидратообразованием. Основное и вспомогательное оборудование нефте- и газоперекачивающих станций. Перспектива развития трубопроводного транспорта и хранения нефти и газа. Важнейшие транспортные потоки нефти и газа. Экологические аспекты, связанные с хранением и транспортировкой нефти и газа.	2	
1.7.2	Условия образования взрывоопасных газоздушных смесей		2
1.8	Распределение и потребление нефтепродуктов и газа городами и промышленными предприятиями	2	2
1.8.1	Система газоснабжения народного хозяйства. Цели и задачи городских систем газоснабжения. Виды неравномерности газопотребления. Хранилища природного газа в системах городского газоснабжения. Методы компенсации сезонных, суточных и часовых неравномерностей потребления газа. Система нефтеснабжения народного хозяйства. Основные потребители нефти, нефтепродуктов и газа. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности, потребления нефти и газа.	2	
1.8.2	Определение фракционного состава нефтепродуктов.		2
Всего	16	16	

Перечень тем лабораторных работ

1	Определение вязкости жидкости вискозиметром Энглера
2	Определение плотности нефти и нефтепродуктов
3	Определение содержания воды в нефти (нефтепродуктах)
4	Определение содержания хлористых солей в нефти
5	Ускоренный метод определения серы в нефти и нефтепродуктах
6	Определение температуры вспышки нефтепродуктов в закрытом тигле
7	Условия образования взрывоопасных газоздушных смесей
8	Определение фракционного состава светлых нефтепродуктов

1. КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

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 клинописью 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 использовались 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 солдат находились баночки с мазью для лечения ран, сделанной из нафталанской 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.

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 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 Калли-Николос из Гелиополиса. Согласно историческим хроникам, в 673 г., во время осады Константинополя арабами, он передал византийскому императору рецепт зажигательного состава, названного позднее «греческим ог-

нем». 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 описан процесс 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 в конце каменного – начале бронзового века. Канавка на внутренней стороне серпа усеяна острыми камешками, намертво скрепленными с деревом посредством битума.

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

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

Прототипом библейского Ноя, который после Всемирного потопы стал родоначальником всего человечества, был ассиро-вавилонский Ут-Напиштим. История его спасения изложена на 12 глиняных табличках, датируемых 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.

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

После неудачного плавания на папирусной лодке «Ра-1» норвежский ученый и путешественник Тур Хейердал использовал при строительстве нового судна природный битум: им были пропитаны торцы 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 гг. до н. э. в Вавилоне асфальт использовали как водонепроницаемое вещество при создании висячих садов Семирамиды – одного из семи чудес света, а также туннеля длиной 1 км под р. Евфрат.

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. 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 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 в. В 1832 – 1835 гг. в Париже были выполнены первые 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 достоин-

ства 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 колеснях», а коляски, фаэтоны и omnibusy из-за отсутствия тряски требуют гораздо меньшего ремонта и не создают шума при движении. После этого асфальт стал широко использоваться во многих городах 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 двory, 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°C. 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 (фотогеновый) 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. Лукаевичем и Я. Зегом.

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 50-х гг. 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°C. 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 получались два побочных продукта. Один из них – более легкая фракция нефти, чем керосин, получил название «бензин» (от арабского «любензави» – горючее вещество), а другой – густая грязно-черная жидкость, получаемая в остатке и названная «мазутом» (от арабского «макзулят» – отброс).

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 после изобретения двигателя внутреннего сгорания в 1879 г. бензин стал широко применяться. О росте спроса на бензин можно судить по росту количества автомобилей с карбюраторным двигателем: в 1896 г. в мире их было около 4, в 1908г. – 250 тыс., а в 1910г. – 10 млн.

В 1910 г. 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 автомобильной промышленности, морского и речного флота, а затем – авиации.

Уже накануне Первой мировой войны в 1914 г. 30% военного флота Великобритании использовало нефтяное топливо. Во время войны кайзеровская Германия оказалась отрезанной от нефтяных промыслов и вынуждена была использовать синтетическое топливо, вырабатываемое в ограниченных объемах из угля. Дефицит нефти послужил одной из причин поражения войск кайзера. Учитывая это, при подготовке ко Второй мировой войне правительство Третьего рейха прежде всего постаралось 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.

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 Германии во Второй мировой войне можно рассматривать как, в том числе, следствие ограниченности ресурсов «черного золота».

В настоящее время нефть служит сырьем для производства не только топлива, но также масел, смазок и многих других продуктов: 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) выходы газа на поверхность. Необъяснимым в те времена явлениям приписывалось божественное происхождение.

Еще большее впечатление производили на людей залповые выбросы воспламенившегося газа из грязевых «вулканов». 15 ноября 1958 г. 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 было высотой около 500 м и диаметром 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, что персы использовали природный огонь в бытовых целях.

За 200 лет до н.э. в Китае были пробиты первые бамбуковые скважины для добычи газа, который применялся для освещения, отопления и варки 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 «вечного огня».

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

В XIV в. 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 его предложение. «Один сумасшедший, – писал известный английский писатель В. Скотт, – предлагает освещать Лондон – чем бы вы думали? Представьте себе – дымом».

Тем не менее, этот «дыма», получивший название «светильного газа», стал использоваться 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 г. в Петербурге. К концу прошлого века такие заводы были построены почти во всех крупных городах страны. Они давали свет улицам, фабрикам, театрам, жилым домам. В 1914 г. в Петербурге было газифицировано более 3000 квартир.

В конце XIX в. 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 гг. прошлого века.

Контрольные вопросы

1. Для чего применялась нефть в древние века?
2. Какова история происхождения слова «нефть»?
3. Каково происхождение слова «асфальт»?
4. Что подразумевалось под словом «фотоген»?
5. Откуда появилось слово «керосин»?
6. Как называли нефтяную фракцию, выкипающую раньше керосина?
7. Как называли фракцию, получаемую в остатке после перегонки нефти?
8. Для чего использовали в древние века природный газ?

2. НЕФТЬ И ГАЗ НА КАРТЕ МИРА

2.1. Динамика роста мировой нефтегазодобычи

В начале XX в. 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. На сегодняшний день 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 – 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 др.

В настоящее время мировая суммарная нефтедобыча возросла до 4 млрд тонн в год и продолжает расти. Широкое применение природного газа началось лишь в прошлого столетия. В 1950 – 1970 гг. добыча газа в мире возросла со 192 млрд м³ до 1 трлн м³, т.е. в 5 раз. Сейчас она составляет около 3,7 трлн м³.

2.2. Мировые запасы нефти и газа

Потребление энергоносителей в мире непрерывно растет. Сведения о **доказанных запасах нефти**, а также объемах их добычи приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Страны с крупнейшими запасами нефти
(млрд баррелей) (по данным BP Statistical review of world energy 2010)

Страна	Запасы, млрд баррелей	% от мировых запасов	Добыча, тыс баррелей/сут	На сколько лет хватит
Саудовская Аравия	264,6	19,8	9713	75
Венесуэла	172,3	12,9	2437	194
Иран	137,6	10,3	4216	89
Ирак	115,0	8,6	2482	127
Кувейт	101,5	7,6	2481	112
ОАЭ	97,8	7,3	2599	103
Россия	74,2	5,6	10032	20
Ливия	44,3	3,3	1652	73
Казахстан	39,8	3,0	1682	65
Нигерия	37,2	2,8	2061	49
Канада	33,2	2,5	3212	28
США	28,4	2,1	7196	11
Катар	26,8	2,0	1345	55
Китай	14,8	1,1	3790	11
Ангола	13,5	1,0	1784	21
Члены ОПЕК	1024,9	77,2	33076	85
Весь мир	1333,1	100,0	79948	46

В целом доказанные запасы нефти в мире в 2010 г. составляли 1333,1 млрд баррелей, которых при нынешнем уровне добычи хватит в среднем на 46 лет.

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 выкачали из недр около 3 млрд т нефти. Доказанные запасы нефти в странах мира постоянно уточняются. В таблице 2.2 приведена динамика изменения доказанных запасов в ряде ведущих нефтедобывающих стран мира.

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, но и 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 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 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 гг. нашего столетия. С этого же времени ученые начали серьезно заниматься изучением его запасов. Об изменении доказанных запасов природного газа в мире можно судить по данным таблицы 2.3.

Таблица 2.3

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 заметить, 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 таблице 2.4.

Из таблицы 2.4 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).

Таблица 2.4

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
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 – результат округления.

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 запасов), которого 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 запасов). Здесь лидерами являются Нидерланды (1,77 трлн м³), Норвегия (1,25) и Великобритания (0,76).

Всего в мире на 1 января 2001 г. доказанные запасы газа составляли около 155 трлн м³, при сохранении достигнутой в 2000 г. мировой добыче, 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. Значительное его количество сосредоточено 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 в год, а в перспективе выйдет на уровень 75 – 100 млрд м³/год. Пока же метан извлекают попутно для обес-

печения 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. Не смотря на то, что он плохо растворим, 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 10000 трлн м³.

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

Залежи газовых гидратов встречаются в осадках глубоководных акваторий и в недрах суши с 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 21000 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.

2.3. 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 сосредоточено 65,3 млрд т нефти. Сведения о крупнейших нефтяных месторождениях мира приведены в таблице. 2.5.

Как видно из таблицы 2.5, крупнейшим нефтяным месторождением мира является Гавар в Саудовской Аравии. Несколько уступает ему по запасам Большой Бурган в Кувейте. На 3-м месте месторождение Сафания-Хавджи (Саудовская Аравия).

Таблица 2.5

Уникальные нефтяные месторождения мира

Название месторождения	Страна	Год открытия	Начальные извлекаемые запасы нефти, млн т
Гавар	Саудовская Аравия	1948	10136
Большой Бурган	Кувейт	1938	9180
Сафания-Хавджи	Саудовская Аравия	1951	5176
Боливар	Венесуэла	1917	4650
Самотлорское	Россия	1965	3328
Ромашкинское	Россия	1942	2976
Закум	Абу-Даби	1964	2793
Минифа	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
Ирадхо-Бей	США	1968	1680
Северная Румайла	Ирак	1958	1600
Восточный Багдад	Ирак	1976	1490
Гечсаран	Иран	1928	1485
Ву Хаза	Абу-Даби	1962	1463
Мирун	Иран	1964	1440
Северно-Южный Парс	Катар	1971	1305
Западная Курна	Ирак	1973	1300
Ага-Джари	Иран	1938	1292
Ахика	Иран	1958	1220
Хасси-Мессауд	Алжир	1956	1215
Тенгиское	Казахстан	1979	1200
Хурайс	Саудовская Аравия	1957	1192
Виби-Хикиме	Иран	1961	1080
Ваб	Абу-Даби	1954	1064
Радатайн	Кувейт	1955	1060
Абу Сафа	Саудовская Аравия	1963	1050

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

Сведения о крупнейших газовых месторождениях в странах мира приведены в таблице 2.6.

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
Тролль	Норвегия	1980	1308
Харасавейское	Россия	1974	1260
Южно-Тамбейское	Россия	1974	1006

Из таблицы 2.6 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 газа. 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).

Контрольные вопросы

1. Какие регионы имеют наибольшие доказанные запасы нефти?
2. Что понимают под доказанными запасами?
3. Что понимают под вероятными запасами?
4. Что понимают под возможными запасами?
5. Какие регионы имеют наибольшие доказанные запасы газа?
6. Где помимо газовых месторождений сосредоточены значительные запасы газа?
7. Каким образом классифицируют месторождения по объему запасов?
8. Как изменяются объемы разведанных запасов углеводородов?
9. Как изменяется мировая нефтегазодобыча?

3. НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ

3.1. Развитие нефтяной промышленности

В развитии нефтяной промышленности России можно выделить 5 периодов:

- 1) дореволюционный период (до 1917 г.);
- 2) период до Великой Отечественной войны (1917—1941 гг.);
- 3) период Великой Отечественной войны (1941 — 1945 гг.);
- 4) период до распада СССР (1945-1991 гг.);
- 5) 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 (около 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. Семенова и Н. 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^о» получило в Тобольске разрешение на разведку черного золота в низовьях р. Конда. В том же 1911 г. дала первую нефть скважина на о. Сахалин. Таким образом, во всех уголках Российской империи велись работы по разведке и добыче нефти. Длительное время она употреблялась 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 следующая. Если в 1860 г. она составляла всего 4 тыс. т, то в 1864 г. – 9 тыс. т, и 1890 г. – 3,8 млн т, а в 1900 г. – 10,4 млн т. Перед революцией добыча нефти снизилась до 8,8 млн т.

Период до Великой Отечественной войны. Первая мировая и гражданская войны, иностранная интервенция нанесли нефтяной промышленности СССР 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.

Добыча нефти в основном была сосредоточена в Шакинском, Майкопском и Грозненском районах, 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. – 91 тыс. т. В 1931 г. в Коми АССР был создан первый нефтяной промысел Чибью, а в верховьях р. Яреги было открыто месторождение тяжелой высоковязкой нефти, которую впоследствии стали добывать шахтным способом. В 1929 г. около 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. 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 принесла 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.

Во время Великой Отечественной войны нефтяные скважины в Баку, Грозном и Майкопе консервировались, производился демонтаж и вывоз оборудования на Восток. Работа нефтепромыслов, находящихся вблизи от линии фронта, была осложнена регулярными бомбардировками.

25 июля 1942 г. Германия начала операцию «Эдельвейс» по захвату кавказской нефти. В августе немцы 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.

Кроме того, в Пермской области продолжалось освоение открытого в 1934 г. Краснокамского нефтяного района. За годы войны промысловики 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 углеводородного сырья.

В августе 1941 г. в Башкирию был эвакуирован трест «Азнефтеразведка» 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 Яблонево-Овраге и в районе Самарской Луки. В 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 СССР 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. 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, Варьеганское, 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 застывали при температуре +30...33°C. 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 гг. приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Добыча нефти (включая газовый конденсат) в 80-90 гг.

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 России продолжался до 1984 г. В 1984-1985 гг. произошло падение нефтедобычи. В 1986-1987 гг. она снова выросла, 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 – 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 геологоразведочные организации сократили объем геофизических работ и поисково-разведочного бурения. Это привело к снижению числа вновь открытых месторождений. Так, если в 1986 – 1990 гг. запасы нефти во вновь открытых месторождениях составляли 10,8 млн т, то в 1991 – 1995 гг. – лишь 3,8.

В-третьих, повышается 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 управление отраслью было ликвидировано. Возникший дисбаланс цен на нефть, с одной стороны, и на оборудование и материалы, с другой, затруднил техническое оснащение промыслов в ситуации, 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 России неисчерпаемы. В соответствии с этим ставка делалась не на развитие собственных видов промышленного производства, а на покупку готовых промышленных товаров за рубежом за валюту, получаемую от продажи нефти. Огромные средства ушли на поддержание видимости благополучия в советском обществе. Нефтяная же промышленность финансировалась поминимуму.

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

Каковы же дальнейшие перспективы развития нефтяной промышленности Российской Федерации?

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, Коми-ТЭК, Восточная нефтяная компания, Славнефть, Тюменская нефтяная компания и другие.

К 1995 г. формирование новой структуры нефтяной промышленности России в основном было завершено. Общее руководство нефтяной промышленностью осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации. Большая часть государственных предприятий нефтяного комплекса преобразована в акционерные общества. Сформированные при этом вертикально-интегрированные нефтяные компании 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.

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

Сведения о добыче жидких углеводородов различными нефтяными компаниями России в 2001 – 2003 гг. приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Добыча нефти в России в 2001 – 2003 гг.

Компания	2001 г.		2002 г.		2003 г.	
	млн т	%	млнт	%	млнт	%
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

3.2. Развитие газовой промышленности

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

- период зарождения газовой промышленности (до 1950 г.);
- период становления (1950 – 1956 гг.);
- период до распада СССР (1956 – 1991 гг.);
- современный период (начиная с 1991 г.).

Период зарождения газовой промышленности. Газовая промышленность России зародилась в 1835 г., когда в Санкт-Петербурге методом сухой перегонки угля начали вырабатывать искусственный газ, названный светильным. В 60-х годах XIX в. сего 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).

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 чисто 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-Кугультинское и Расшеватское газовые месторождения. На Украине введены в эксплуатацию Бильче-Валицкое (1954 г.), Радковское (1958 г.) и Шебелинское месторождения газа.

В 1953 г. на окраине 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 осуществляться 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 приходились 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 составляли 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 следующее: Ев-

ропейская 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 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 таблице 3.3.

Таблица 3.3

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).

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

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, полуостров 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 месторождений подготовлено 4 крупных – Бованенковское, Харасавэйское, Крузеиштернское 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 северо-западного региона России. Прогнозируемый уровень добычи газа – 50 млрд м³ в год.

Россия является крупнейшим в мире экспортером природного газа. Его поставки 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 – 2013 гг. экспорт газа из России составлял 180 – 190 млрд м³. В будущем ожидается стабилизация поставок газа на данных отметках.

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.

Контрольные вопросы

1. Какие выделяют периоды развития нефтяной промышленности России?
2. Чем характерен дореволюционный период развития нефтяной промышленности?
3. Чем характерен период развития нефтяной промышленности до Великой Отечественной войны?
4. Как изменялась нефтедобыча в период Великой Отечественной войны?
5. Чем характерен период развития нефтяной промышленности до распада СССР?
6. Каковы тенденции развития нефтяной промышленности России после распада СССР?
7. Какие выделяют периоды развития газовой промышленности России?
8. Чем характерен период зарождения газовой промышленности?
9. Чем характерен период 1950 – 1956 г. в развитии газовой промышленности?
10. Чем характерен период развития газовой промышленности до распада СССР?
11. Каковы тенденции развития газовой промышленности России после распада СССР?

4. ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

4.1. 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 РФ – 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.

Выходы природного газа встречаются 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. Примерами 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. Вот как описывает заложение скважины 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 продолжаться, ведь бурение каждой скважины стоит сотни тысяч долларов. Поэтому остро встал вопрос о том, где бурить скважины, чтобы безошибочно находить нефть и газ.

Стала интенсивно развиваться **геология** – наука о составе, строении и истории Земли, а также методов поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений.

4.2. 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 глубины 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 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 давления 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. 4.1).

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. 4.1 не показаны). Толща горных пород, образовавшаяся в течение эры, называется группой, в течение периода – системой, в течение эпохи – отделом, в течение века – ярусом. Каждый отрезок геологического времени характеризуется определенными видами организмов, не живших на Земле ни до, ни после этого времени.

Таблица 4.1

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 горообразовательными 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.

4.3. Формы залегания осадочных горных пород

Характерный признак осадочных горных пород – **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 **подошвой**, а сверху – **кровлей**.

Пласты осадочных пород могут залегать не только горизонтально, но и в виде **складок** (рис. 4.1), образовавшихся в ходе колебательных, тектонических и горообразовательных процессов.

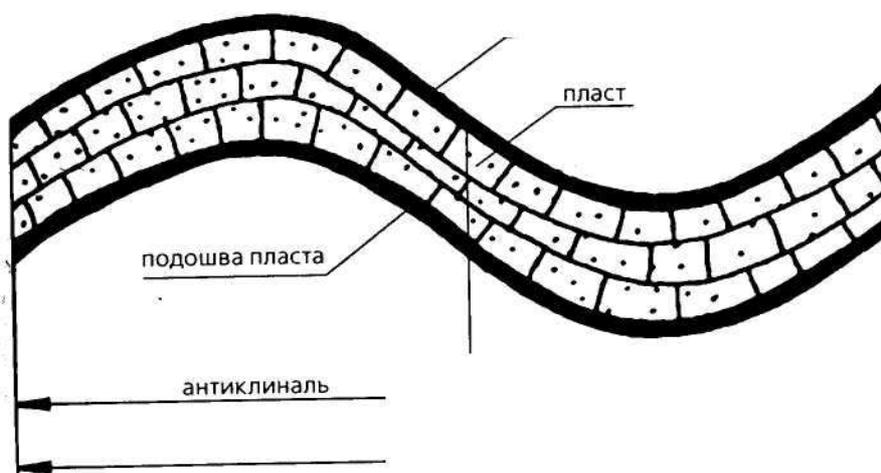


Рис. 4.1. Складка, образованная осадочными породами

Изгиб пласта, направленный выпуклостью вверх, называется **антиклиналью**, а выпуклостью вниз – **синклиналью**. Соседние антиклиналь и синклиналь в совокупности образуют полную складку.

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

Размеры антиклиналей составляют: 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) в плане имеет размеры 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 макро-трещин (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.

4.4. Состав нефти и газа

Нефть и газ – это горные породы, но не твердые, а жидкие и газообразные. Вместе с другими горючими осадочными породами (торф, бурый и каменный уголь, антрацит) они образуют семейство каус-тобиолитов, 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.); в нефти его 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°C, 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°C. В пластовых условиях парафины находятся в растворенном состоянии. Однако при снижении температуры, давления и выделении растворенного газа парафин выделяется неф-

ти 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.

Нафтенновые углеводороды (цикланы) имеют химическую формулу C_nH_{2n} . В отличие от парафиновых углеводородов они имеют циклическое строение. Нафтенновые 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 $n > 6$). Циклическое строение ароматических углеводородов в отличие от нафтенновых 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 нафтенновые кислоты и асфальтосмолистые вещества. Нафтенновые кислоты вызывают коррозию металлов. Асфальтосмолистые 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 асфальтосмолистых веществ, растворимая в бензине, называется смолой, а нерастворимая – асфальтом.

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

Азотистые соединения представлены, в частности, порфиринами, которые, как считалось, образовались из хлорофилла растений и гемоглобина животных. Сторонники 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.

4.5. 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.

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. 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 натуралиста, 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 приготавлиющихся каменных углей она буро- 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 о том, что нефть образовалась в недрах Земли при воздействии углекислоты на щелочные металлы. В 1871 г. другой французский химик, Г. Биассон, выступил с идеей о происхождении нефти в результате взаимодействия паров углекислого газа и сероводорода с раскаленным железом. Обе эти реакции действительно приводят к образованию нефтеподобного вещества, а сами гипотезы являются первыми предпосылками развития неорганической теории происхождения нефти.

В 1888 г. немецкий химик К. Энглер, нагревая жиры морских животных при давлении 1 МПа до температуры 320...400°C, 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 молодыми, что предохраняет органику от окисления. Первоначальное разложение растительных и животных остатков происходит без доступа кислорода под действием ана-

эробных 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 давление 15...45 МПа и температура 60...150°C, которые наблюдаются на глубине 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 подтвердились. В 1934 г. в нефти, асфальтах и ископаемых углях были найдены порфирины, входящие в молекулу хлорофилла. В 50-е годы прошлого 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, 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, 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 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 вещества, 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 качестве 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 академика 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.

Другое 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.

4.6. 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. Присутствие также метана зафиксировано на ряде планет Солнечной системы и в космосе.

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

На сегодня известно несколько процессов, приводящих к образованию метана:

- биохимический;
- термokatалитический;
- 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.

Термокatalитический процесс образования метана заключается в преобразовании в газ органического вещества осадочных пород под воздействием повышенных температуры и давления в присутствии глинистых минералов, играющих роль катализатора. Этот процесс подобен образова-

нию 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°C. 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°C, 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°C 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 углеродистые 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°C. 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.

4.7. 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. 4.2. Наиболее распространены **антиклинальные** ловушки (рис. 4.2 а). Если в антиклинальной складке пласт-коллектор перекрыт водогазонефте непроницаемой толщей (покрышкой), то в нем возможно формирование нефтегазо-

вой 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 соприкаться с непроницаемой горной породой, что приводит к образованию **тектонически экранированной** ловушки (рис. 4.2 б). Если по какой-то поверхности коллекторы перекроются более молодыми непроницаемыми отложениями, то образуется **стратиграфически экранированная** ловушка (рис. 4.2 в). В природе встречаются случаи, когда линзы проницаемых пород, например, песчаников, окружены непроницаемыми – глинами. В этом случае образуется **литологически экранированная** ловушка (рис. 4.2 г).

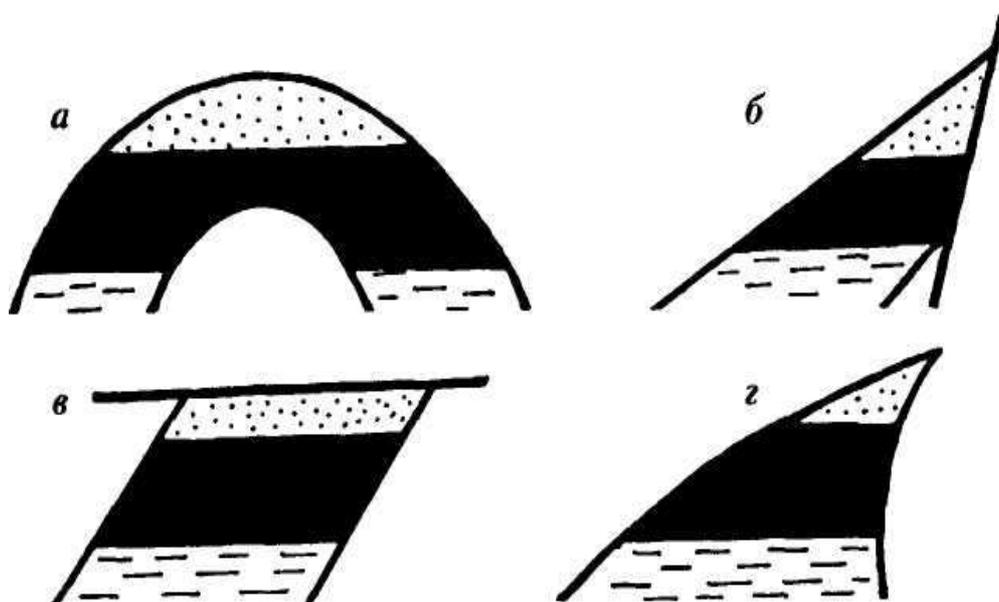


Рис. 4.2. Типы ловушек

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. 4.3). В верхней части продуктивного пласта, как правило, 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 нефтегазоносного пласта называют его **толщиной**.

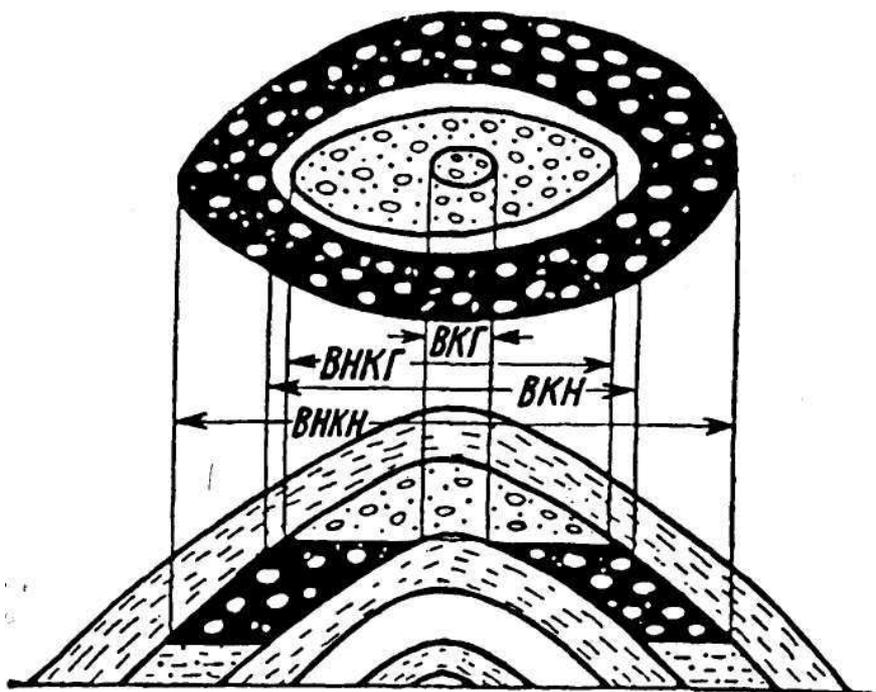


Рис. 4.3. Схема газонефтяной пластовой залежи:

ВКГ – внутренний контур газоносности;

ВНКГ – внешний контур газоносности;

ВКН – 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 горизонтальных (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.

4.8. 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. Для того чтобы получить представление о более глубоко залегающих породах, бурят картировочные скважины глубиной до 600 м.

Затем, выполняются камеральные работы, т.е. обработка материалов, собранных в ходе предыдущего этапа. Итогом камеральных работ являются геологическая карта и геологические разрезы местности (рис. 4.4).

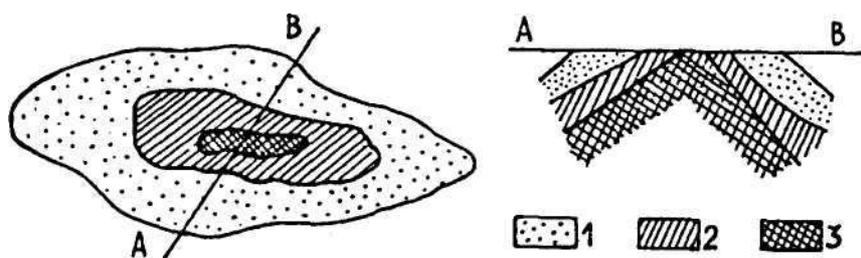


Рис. 4.4. Антиклиналь на геологической карте и геологический разрез через нее по линии АВ.
Породы: 1 – самые молодые; 2 – менее молодые; 3 – самые древние

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, отпадает 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, гравиразведка и магниторазведка.

Сейсмическая разведка (рис. 4.5) 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.

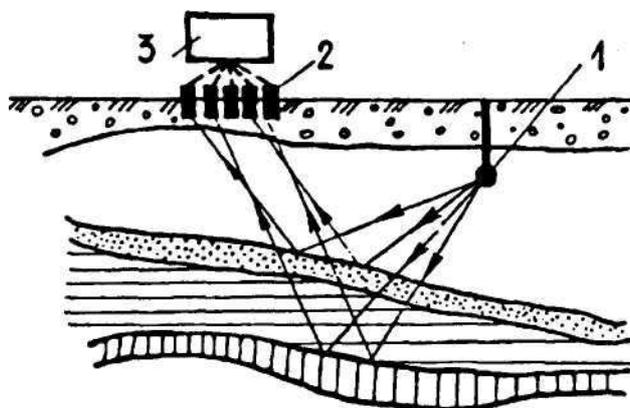


Рис. 4.5. Принципиальная схема сейсморазведки:
1 – источник упругих волн; 2 – сейсмоприемники; 3 – сеймостанция

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.

Принципиальная схема электроразведки с поверхности земли приведена на рис. 4.6. 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.

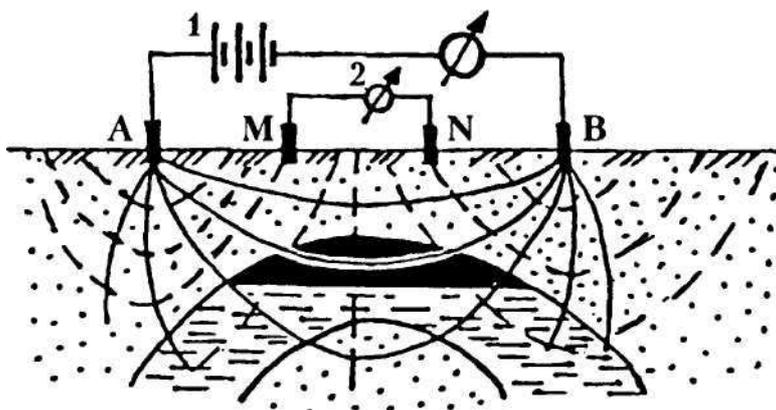


Рис. 4.6. Принципиальная схема электроразведки

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 (например, за счет наклонного залегания покрывающих пластов) 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 керна позволяет определить его нефтегазоносность. Однако по всей длине скважины kern 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.

4.9. 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. 4.7). В результате данных работ делается предварительная оценка запасов вновь открытых месторождений, и даются рекомендации по их дальнейшей разведке.

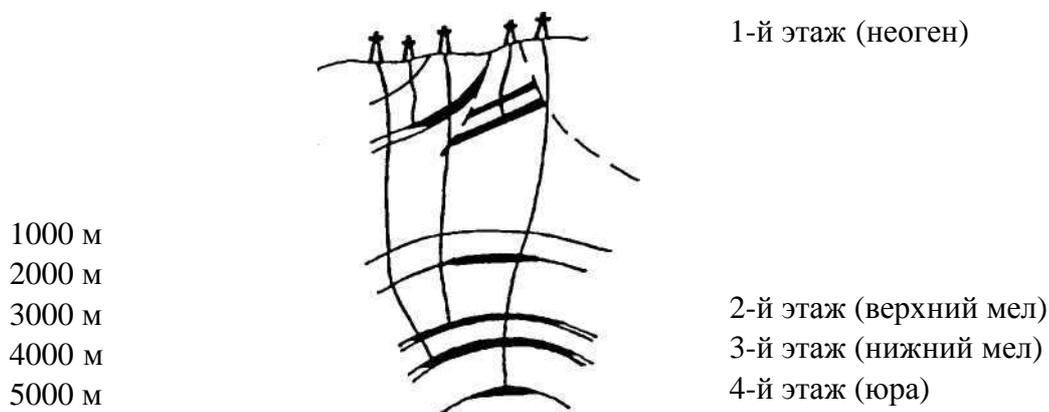


Рис. 4.7. Схема многопластового нефтяного месторождения

Разведочный этап осуществляется в одну стадию. Основная цель этого этапа – подготовка месторождений к разработке. В процессе разведки должны быть оконтурены 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-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 обычного 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-Песауд (Алжир) – после 20 «сухих» скважин. Первые крупные залежи нефти в Северном море были обнаружены после бурения крупнейшими яровыми 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.

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.

Контрольные вопросы

1. Где наиболее часто встречаются естественные выходы нефти и газа на поверхность?
2. Каким образом стали добывать нефть, когда потребность человечества в ней перестала удовлетворяться добычей из естественных выходов?
3. Из чего по современным представлениям состоит наша планета?
4. На какие группы по происхождению делятся горные породы?
5. Как образовались магматические и осадочные породы?
6. Как называются поверхности, ограничивающие пласт сверху и снизу?
7. Что такое синклиналь и антиклинали?
8. Какие бывают типы коллекторов?
9. Какие основные элементы содержит нефть?
10. Что такое фракция нефти?
11. Какие выделяют этапы в развитии взглядов на происхождение нефти?
12. В чем суть органической и неорганической теорий происхождения нефти?
13. Какие процессы приводят к образованию метана?
14. Каким образом образуются месторождения нефти и газа?
15. Чем отличается месторождение от залежи?
16. Какие выделяют типы месторождений?
17. Какие существуют методы поиска и разведки газовых и нефтяных месторождений?
18. Что такое электрокаротаж?
19. Какие стадии включает в себя поисковый этап поисково-разведочных работ?

5. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

5.1. 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, датируемых 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 натыкались на нефть и газ. Так в 221...263 гг. н. э. 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 ивовой 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 буравом. Очевидец оставил следующее описание: «Когда предполагают выкопать в новом месте колодец, то сначала пробуют буравом землю, вдавливая оный и подливая немного воды, дабы он ходше входил и по вынятию оного, 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 – промывку. Сущность метода заключалась в том, что с поверхности земли по полым 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 нефть. Вплоть до недавнего времени эта скважина 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. в РФ торжественно отметили 100-летие 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.

Впервые в мировой практике советским инженером (впоследствии веном-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 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 РФ 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 с целью изучения глубинного строения Земли в мире стали применять **сверхглубокое бурение**.

5.2. Понятие о скважине

Бурение – это процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород. **Скважиной** называют горную выработку круглого сечения, сооружаемую без доступа в нее людей, длина которой 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. 5.1. Начальный участок скважин (рис. 5.1. I) 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 (5.1. 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 (рис. 5.1. 1), состоящей из свинченных стальных труб, которую называют **кондуктором** (рис. 5.1. II).

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

После установки кондуктора не всегда удается 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, называемую **промежуточной**) (рис. 5.1. III). Если продуктивный пласт, для разработки которого предназначена скважина, залегает очень глубоко, то количество промежуточных колонн может быть больше одной.

Последний участок скважины закрепляют **эксплуатационной колонной** (рис. 5.1. IV). 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.

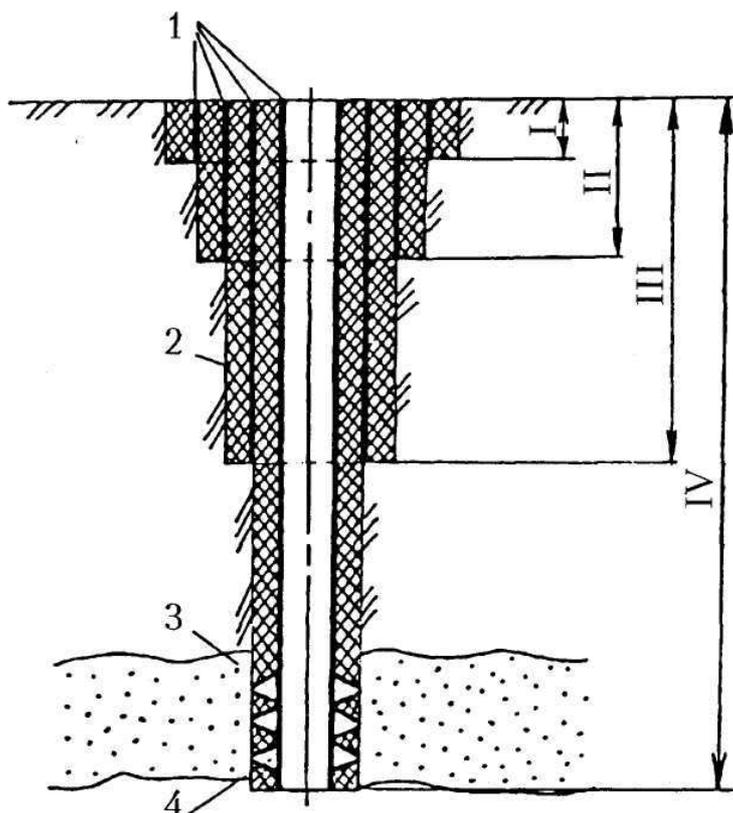


Рис. 5.1. Конструкция скважины: 1 – обсадные трубы; 2 – цементный камень; 3 – пласт; 4 – перфорация в обсадной трубе и цементном камне; I – направление; II – кондуктор; III – промежуточная колонна; IV – эксплуатационная колонна

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 (рис. 5.1. 4) 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 над 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.

5.3. Классификация способов бурения

Классификация способов бурения на нефть и газ приведена в таблице. 5.1.

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.

Классификация способов бурения на нефть и газ

По способу воздействия на горные породы	механическое	ударное	вращательное	роторное	
				с забойным двигателем	винтовой двигатель
				электробур	
				турбобур	
	немеханическое	гидравлическое			
	термическое				
	взрывное				
	электрофизическое				
По характеру разрушения горных пород на забое	сплошное				
	колонковое				
По типу долота	режуще-скалывающего действия		лопастные		
	дробяще-скалывающего действия		шарошечные		
	режуще-истирающего действия		алмазные		
			твердосплавные		

Механические способы бурения подразделяются на ударное и вращательное.

При ударном бурении разрушение горных пород производится долотом, подвешенным на канате (рис. 5.2). Буровой инструмент включает также ударную штангу и канатный замок. Он подвешивается на канате, который перекинут через блок, установленный на какой-либо мачте (условно не показана). Возвратно-поступательное движение бурового инструмента обеспечивает 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.

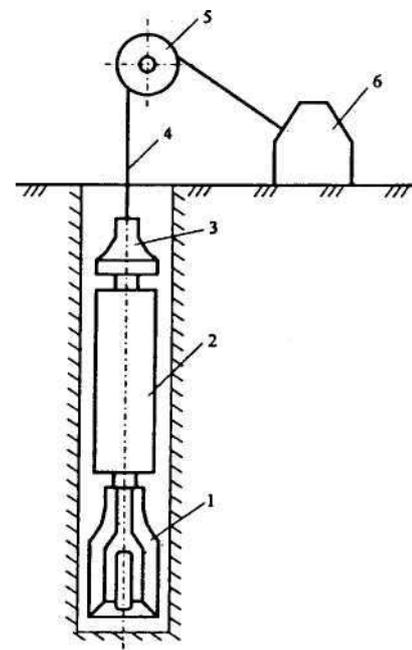


Рис. 5.2.
Схема ударного бурения:
1 – долото; 2 – ударная штанга; 3 – канатный замок;
4 – канат; 5 – блок;
6 – буровой станок

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 практически 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 керна – 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) режуще-скалывающего действия, разрушающие породу лопастями (лопастные долота);

2) дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу зубьями, расположенными на шарошках (шарошечные долота);

3) режуще-истирающего действия, разрушающие породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, которые расположены в торцевой части долота (алмазные и твердосплавные долота).

5.4. Буровые установки, оборудование и инструмент

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

Буровая установка – это комплекс наземного оборудования, необходимый для выполнения операций по проводке скважины. В состав буровой установки входят:

- 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. 5.3) и мачтовые (рис. 5.4). Их изготавливают из труб или прокатной стали.

Башенная вышка представляет собой правильную усеченную четырехгранную пирамиду решетчатой конструкции. Ее основными элементами (являются ноги, ворота, балкон верхнего рабочего, подкронблочная площадка, козлы, поперечные пояса, стяжки, маршевая лестница).

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

В конструкцию мачтовой вышки А-образного типа входят подъемная стойка, секции мачты, пожарная лестница, монтажные козлы для ремонта кронблока, подкронблочная рама, растяжки, оттяжки, тоннельные лестницы, балкон верхнего рабочего, предохранительный пояс, маршевые лестницы, шарнир.

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.

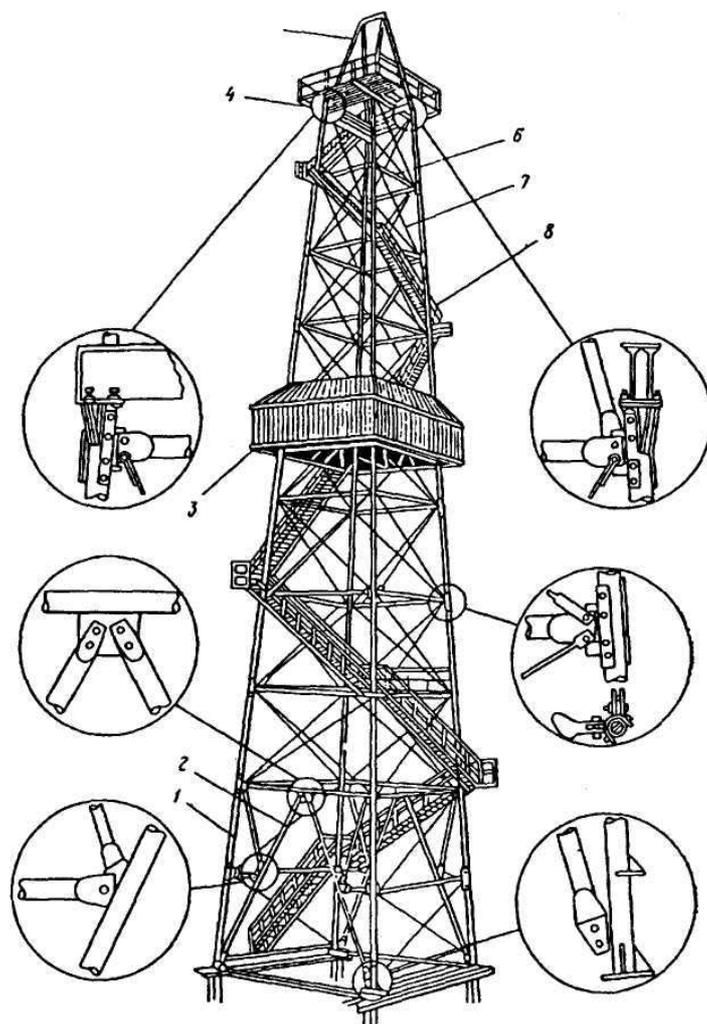


Рис. 5.3. Вышка VM-41:

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

Высота вышки определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины и от величины которой зависит продолжительность спускоподъемных 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.

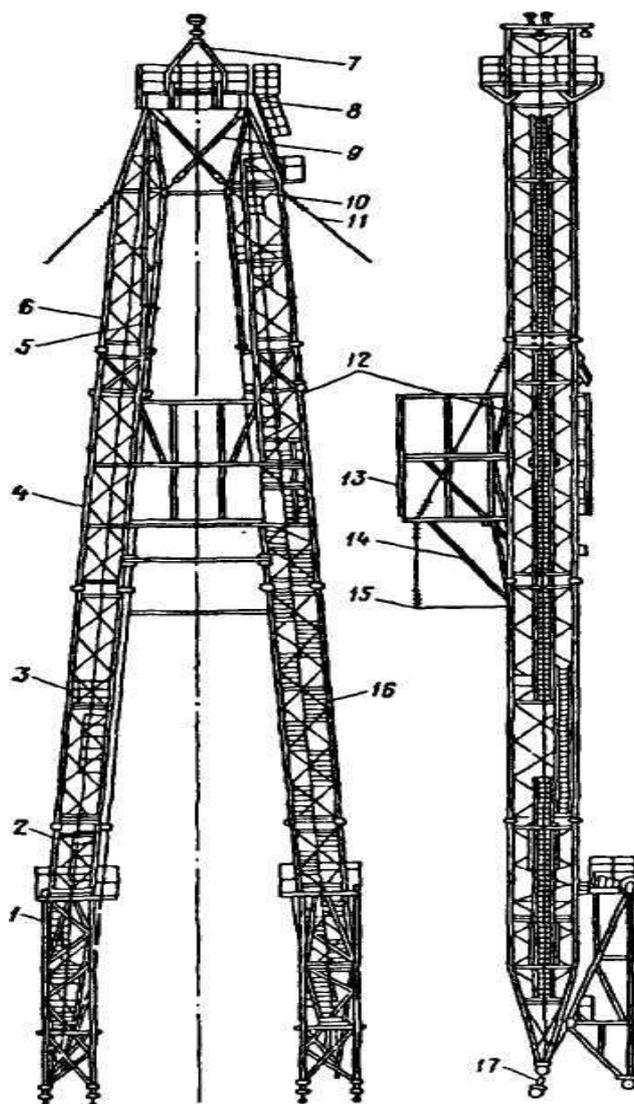


Рис. 5.4. Мачтовая вышка А-образного типа:

- 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

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. 5.5), установленного в верхней части буровой вышки, **талевого блока** (рис. 5.6), 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 **кронблоки** – 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. 5.7).

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.

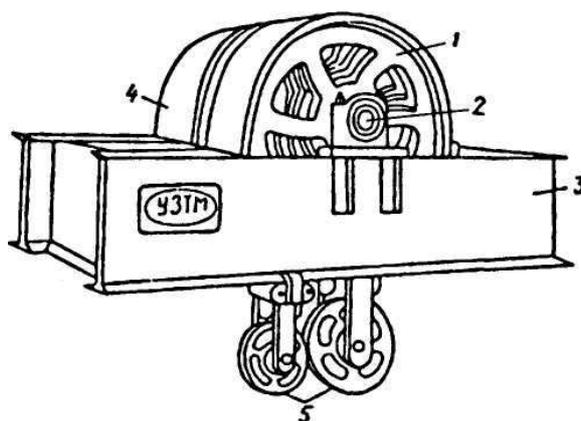


Рис. 5.5. Кронблок:

- 1 – шкивы; 2 – ось; 3 – рама;
- 4 – предохранительный кожух;
- 5 – вспомогательные шкивы

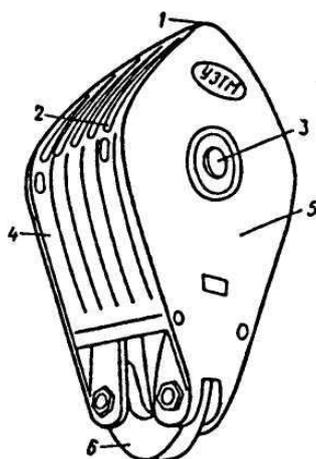


Рис. 5.6. Талевый блок:
 1 – траверса; 2 – шкивы; 3 – ось;
 4 – предохранительные кожухи;
 5 – щеки; 6 – серьга

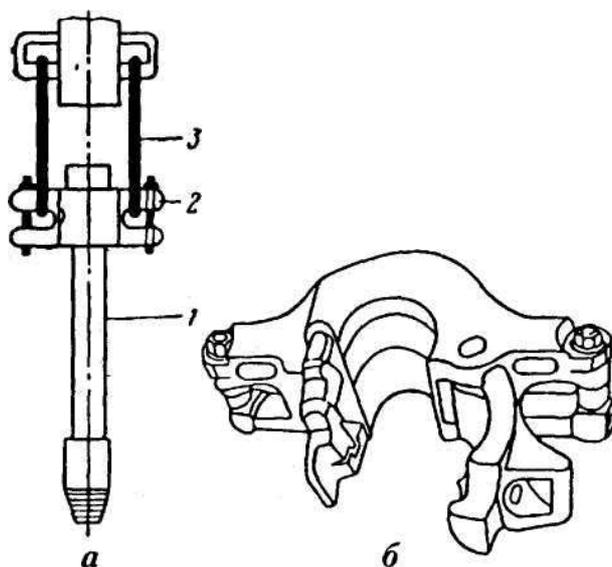


Рис. 5.7. Схема подвешивания
 бурильной трубы
 при спускоподъемных операциях:
a – схема; *б* – элеватор; 1 – бурильная труба;
 2 – элеватор; 3 – штроп

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

Ключ АКБ-3М устанавливается между лебедкой и ротором на специальном фундаменте. Его основными частями являются блок ключа, каретка с пневматическими цилиндрами, стойка и пульт управления. Блок

ключа – основной механизм, непосредственно свинчивающий и развинчивающий бурильные трубы. Он смонтирован на каретке, которая перемещается при помощи двух пневматических цилиндров по направляющим: либо к бурильной трубе, установленной в роторе, либо от нее.

Зажимные устройства, как и механизм передвижения блока ключа, работают от пневматических цилиндров, включаемых с пульта управления. 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.

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 – 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 вертлюга подвешивается на буровом крюке (или крюко-блоке) с помощью штропа. В центре корпуса проходит напорная труба, переходящая в ствол, 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 на подшипниках, чем обеспечивается неподвижное положение штропа, корпуса и напорной трубы при вращении бурильных труб вместе со стволом. Для герметизации зазоров между неподвижной и подвижной частями вертлюга служат сальники.

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. 5.8) 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, во внутренней полости которой установлен на подшипнике стол с укрепленным зубчатым венцом, вала с цепным колесом с одной стороны и конической шестерней с другой, кожуха с наружной рифельной поверхностью, вкладышей и зажимов для ведущей трубы.

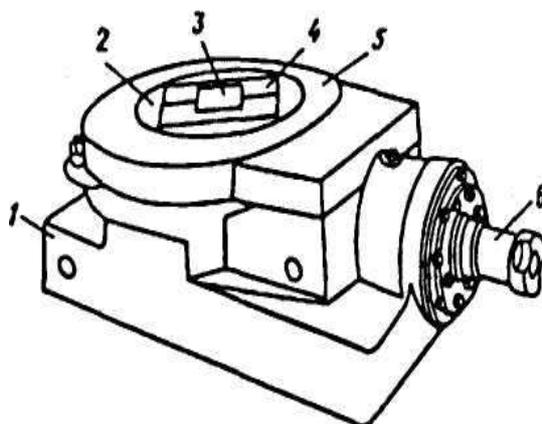


Рис. 5.8. Ротор:

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

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.

Силовой привод обеспечивает функционирование всей буровой установки и 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 надежностью и экономичностью, но применим только в электрифицированных районах.

Дизель-электрический привод состоит 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 (рис. 5.9) служит для сбора и очистки отработанного бурового раствора, приготовления новых его порций и закачки очищенного раствора в скважину. Она включает систему отвода использованного раствора (желоба) от устья скважины, механические средства отделения частичек породы (вибросито, гидроциклоны), емкости для химической обработки, накопления и отстоя очищенного раствора, шламовый насос, блок приготовления свежего раствора и буровые насосы для закачки бурового раствора по нагнетательному трубопроводу в скважину.

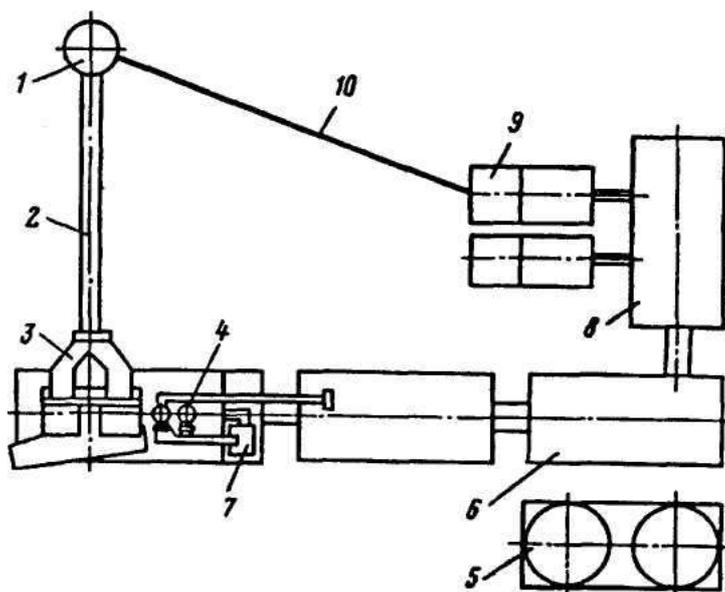


Рис. 5.9. Циркуляционная система бурового раствора:

- 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

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. 5.10) – 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.

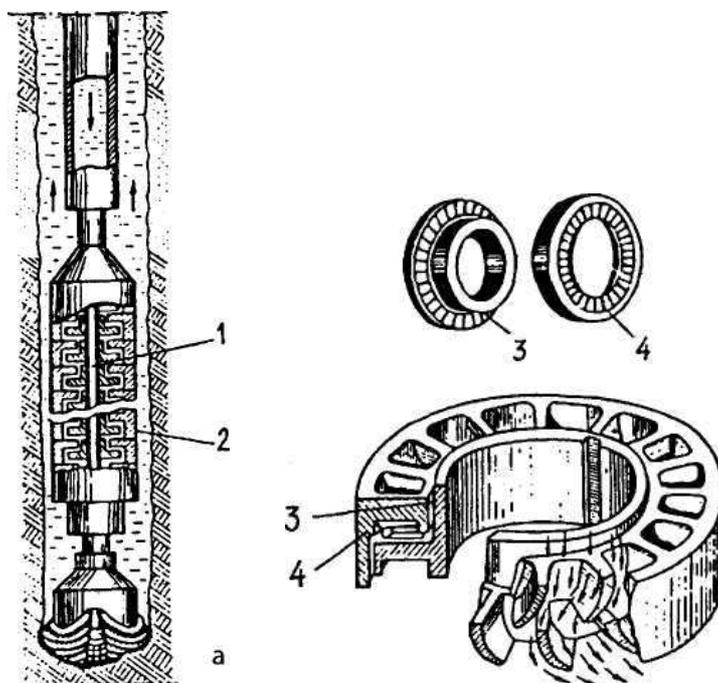


Рис. 5.10. Турбобур:

a – общий вид; *б* – ступень турбобура; 1 – вал;
2 – корпус; 3 – ротор; 4 – статор

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.

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. 5.11) являются статор и ротор. Статор изготовлен нанесением специальной резины на внутреннюю поверхность стального корпуса. Внутренняя поверхность статора имеет вид многозаходной винтовой поверхности. А ротор изготавливают из стали в виде многозаходного винта. Количество винтовых линий на одну меньше, чем у статора.

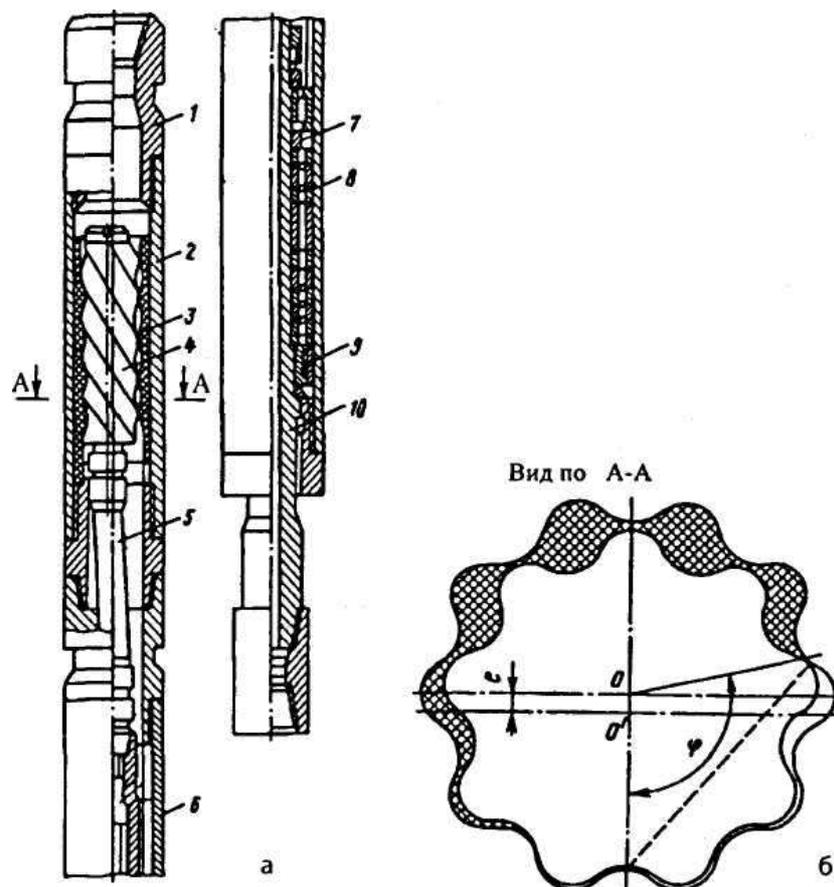


Рис. 5.11. Винтовой двигатель:

- a* – 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

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. 5.12) 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).

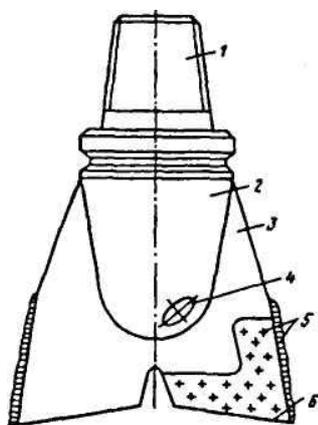


Рис. 5.12.

Лопастное долото:

- 1 – головка с соединительной резьбой;
- 2 – корпус; 3 – лопасть
- 4 – промывочное отверстие
- 5 – твердосплавное покрытие;
- 6 – режущая кромка

Шарошечные долота (рис. 5.13) выпускаются с одной, двумя, тремя, четырьмя и даже с шестью шарошками. Однако наибольшее распространение получили трехшарошечные долота. При вращении долота шарошечки, перекачиваясь 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. 5.14) состоят из стального корпуса и алмазосодержащей 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 спира-

ли, 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.

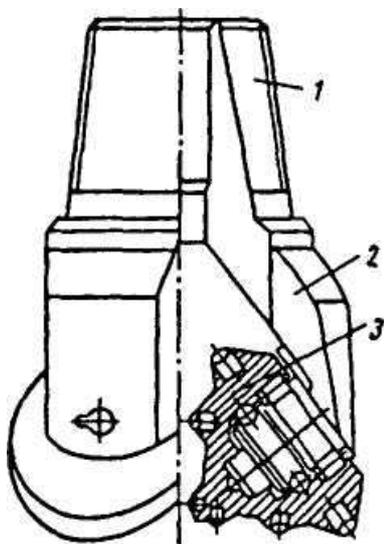


Рис. 5.13.
Шарошечное долото:
1 – корпус с резьбовой головкой;
2 – лапа с опорой;
3 – шарошка

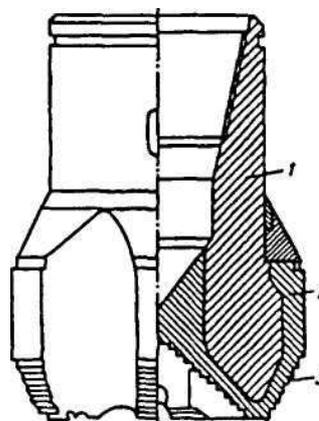


Рис. 5.14.
Алмазное долото:
1 – корпус;
2 – матрица;
3 – алмазные зерна

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. 5.15). Для обеспечения прочности резьбовых соединений концы труб делают утолщенными. По способу изготовления трубы могут быть цельными и с приварными соединительными концами (рис. 5.16). У цельных труб утолщение концов может быть обеспечено высадкой внутрь или наружу.

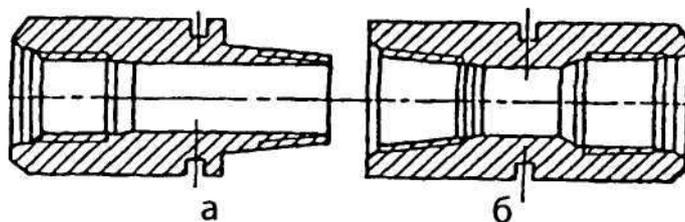


Рис. 5.15. Бурильный замок:
а – замковый ниппель; *б* – замковая муфта

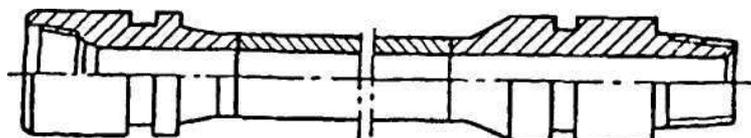


Рис. 5.16. Бурильная труба с приварными соединительными концами

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. 5.15 а) и замковой муфты (рис. 5.15 б).

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.

Переводники служат для соединения в бурильной колонне элементов с резьбой различного профиля, с одноименными резьбовыми концами (резьба ниппельная-ниппельная, 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 демпфирующие 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. 5.17.

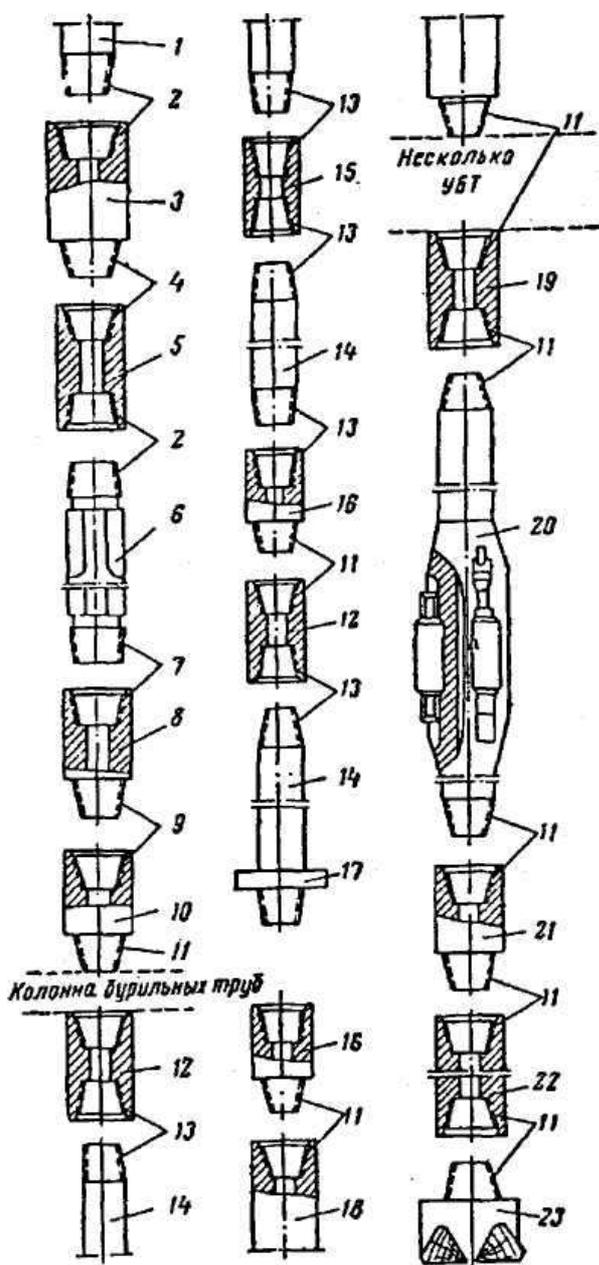


Рис. 5.17. Компоновка бурильной колонны:

- 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 – бурильная труба длиной 6 м;
- 15 – соединительная муфта;
- 16 – ниппель замка;
- 17 – предохранительное кольцо;
- 18 – утяжелительные бурильные трубы (УБТ);
- 19 – переводник двухмуфтовый (ПБМ);
- 20 – центратор;
- 21 – переводник переходный;
- 22 – наддолотная утяжеленная бурильная труба;
- 23 – долото

5.5. 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. 5.18) в центре буровой вышки 1 располагают ротор 3, а рядом с ним – лебедку 2. За ней находятся буровые насосы 19, силовой привод 18, площадка горючесмазочных материалов 11, площадка глинохозяйства 9, используемая для хранения глинопорошка и химреактивов, 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.

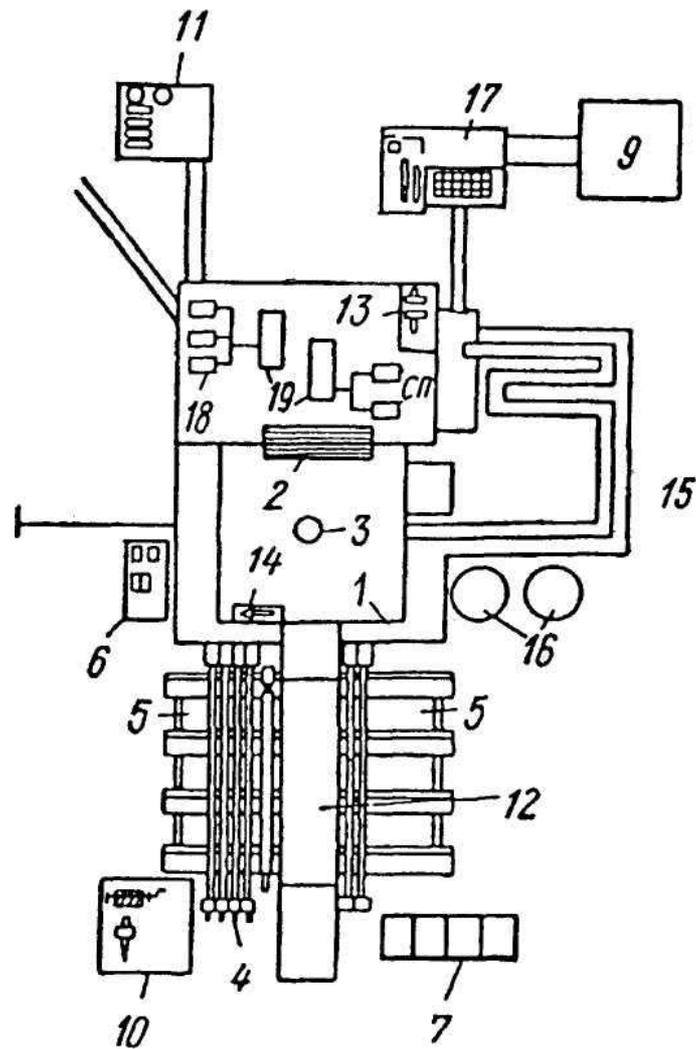


Рис. 5.18. Типовая схема размещения оборудования, инструмента, запасных частей и материалов на буровой:

- 1 – буровая вышка; 2 – лебедка; 3 – ротор; 4 – бурильные трубы;
 5 – стеллажи; 6 – инструментальная площадка; 7 – площадка отработанных долот;
 8 – хозяйственная будка; 9 – площадка глинохозяства; 10 – площадка ловильного инструмента; 11 – площадка горючесмазочных 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. 5.1) 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, горючесмазочными 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 ротора, 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, рав-

ную 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 осуществляются согласно схеме, приведенной на рис. 5.1. Целью тампонажа затрубного 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.

5.6. 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, разбуриваемых 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 разбуриваемых 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 (моптомориллонит, бейделлит, нонтронит, сапонит и др.), каолиновые (каолинит, галлуазит, накрит и др.) и гидрослюдистые (иллит, бравиазит 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 высококачественного 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 большое 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: ма-логлинистые (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 гидрооксида 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 термоустойчивы. 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 топливо), а дисперсной (взвешенной) фазой – окисленный битум, асфальтили 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 переработки 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. 5.19). 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 нераспустившейся глины, непрореагировавших химических реагентов и других материалов.

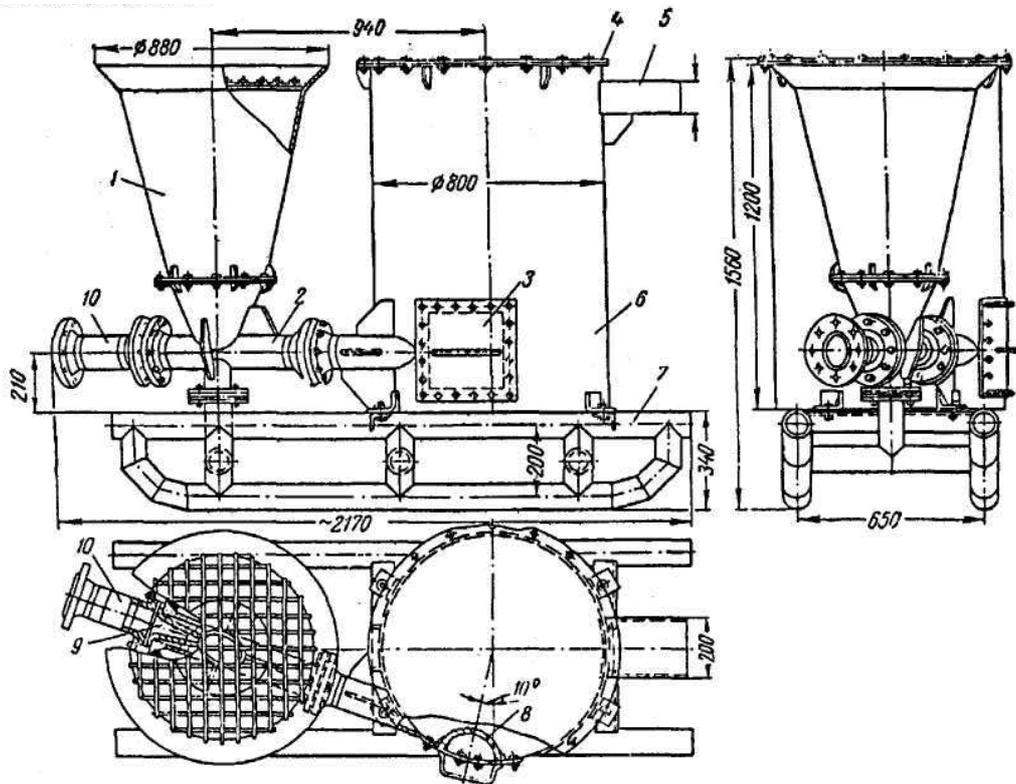


Рис. 5.19. Гидравлический смеситель МГ:

- 1 – конический бункер (воронка); 2 – смесительная камера; 3- люк; 4 - крышка емкости; 5 – сливной патрубков; 6 – емкость; 7 – сварная рама (сани); 8 – отбойник (башмак); 9 – штуцер; 10 – патрубков для подвода жидкости

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. 5.10) 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 воздействием вибрации скатываются под уклон. Для дальнейшей очистки буровой раствор с помощью шламонасоса 7 прокачивается через гидроциклоны 4, в которых удаётся отделить частицы породы размером до 10...20 мкм. Окончательная очистка раствора от мельчайших взвешенных частиц породы производится в емкости б 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.

5.7. Осложнения, возникающие при бурении

В процессе проводки скважины возможны разного рода осложнения: 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 облегченными 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 осадении 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.);

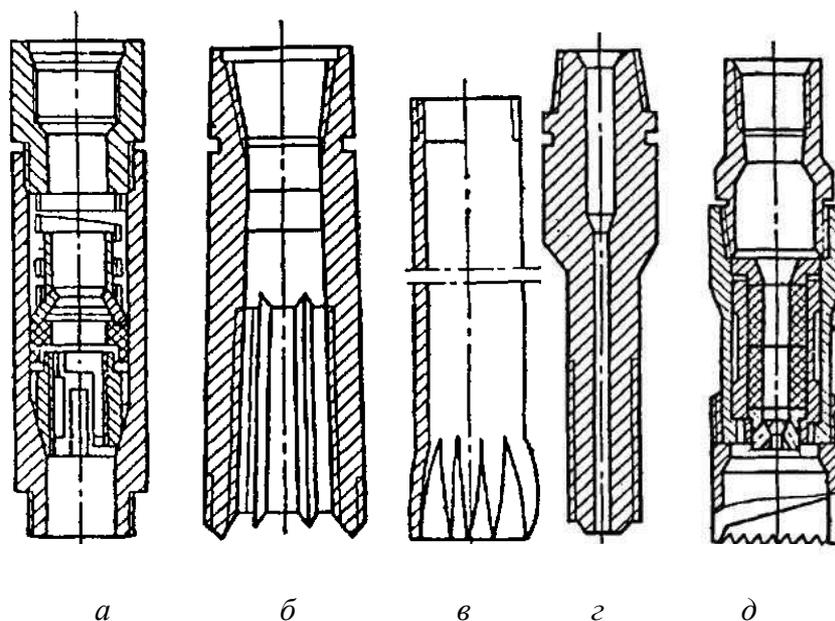
2) аварии с бурильными трубами и замками (слом трубы по телу; срыв резьбы труб, замков и переводников и т.д.);

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



5.20. Ловильные инструменты:

a – шлипс; *б* – колокол; *в* – метчик; *г* – магнитный фрезер; *д* – паук

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:

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

5.8. 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. 5.21. Все они содержат вертикальный начальный участок 1 и участок увеличения зенитного угла (угла наклона ствола) 2. В остальном профили наклонно направленных скважин различны.

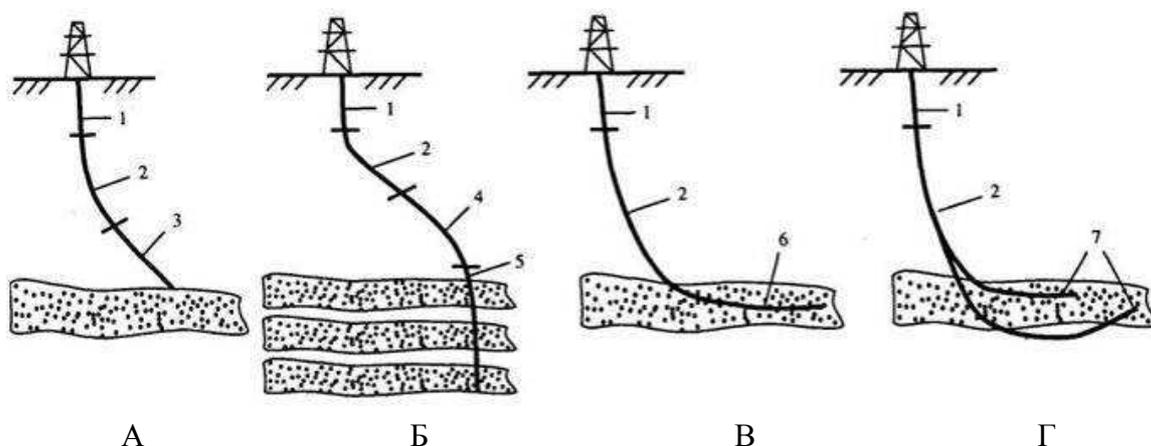


Рис. 5.21. Типы профилей направленных скважин:

- 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

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.

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.

5.9. 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 РФ 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. Для прохода скважин требуются высоконапорные насосы для подачи промывочной жидкости. Что собой должна представлять эта жидкость, если температура на забое скважин достигает 250°C? 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. 5.22) была предпринята вторая атака на мантию. Однако в 1975 г., когда были вскрыты верхние базальтовые слои океанского дна, бурение прекратили из-за технических сложностей.

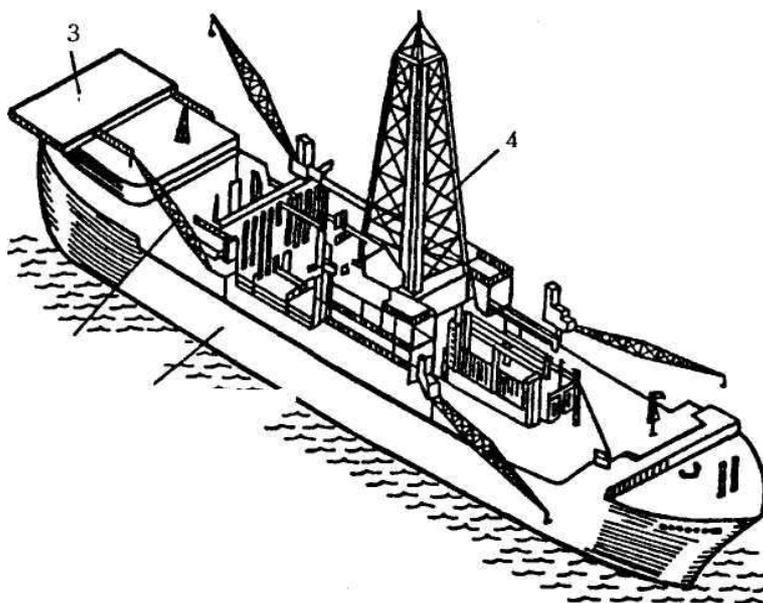


Рис. 5.22. Общий вид бурового судна:
1 – корпус; 2 – грузовой кран;
3 – вертикальная площадка; 4 – буровая вышка

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.

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, Биикжальская 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 глубиной более 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 сверхглубоких 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 20000 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.

5.10. Бурение скважин на море

В настоящее время на долю нефти, добытой из морских месторождений, приходится около 30% всей мировой продукции, а газа – еще больше.

Добраться до них можно несколькими способами: 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, появился проект его осушения. 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. Однако, 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 и буровые платформы гравитационного типа.

Самоподъемная буровая платформа (рис. 5.23) 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. 5.24) применяют на глубине 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 несамоходными, 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.

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.

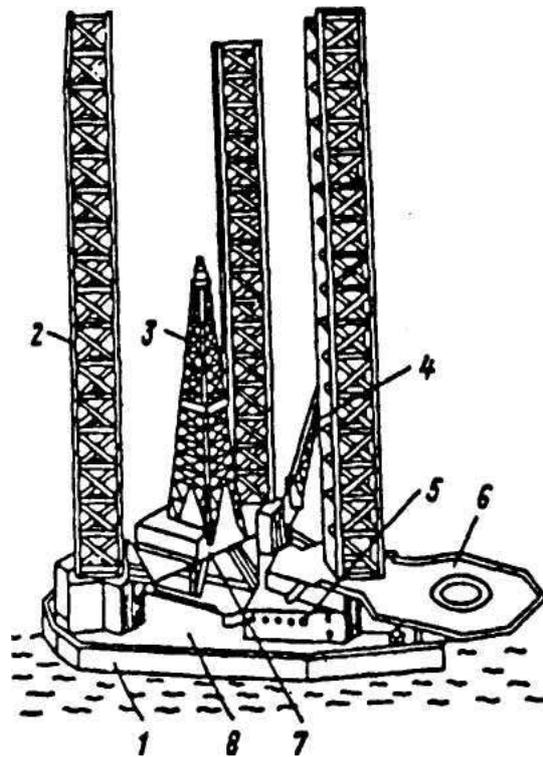


Рис. 5.23. Самоподъемная буровая платформа в транспортном положении: 1 - плавучий понтон; 2 - подъемная опора; 3 - буровая вышка; 4 - поворотный (грузовой) кран; 5 - жилой отсек; 6 - вертолетная площадка; 7 - подвышечный портал; 8 - главная палуба

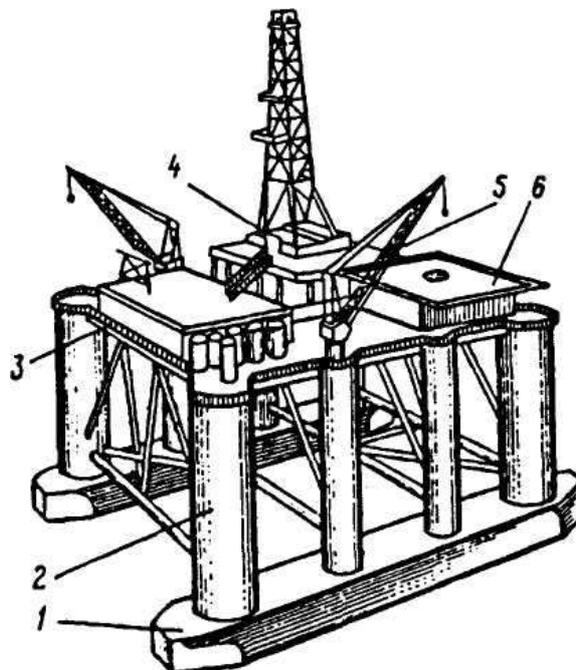


Рис. 5.24. Полупогружная буровая платформа: 1 - погружной понтон; 2 - стабилизационная колонна; 3 - верхний корпус; 4 - буровая установка; 5 - грузовой кран; 6 - вертолетная площадка

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.

Контрольные вопросы:

1. Что называют скважиной?
2. Как называется верхняя часть скважины, ее дно и боковая поверхность?
3. Чем длина скважины отличается от ее глубины?
4. Для чего служит направление скважины?
5. Что такое кондуктор?
6. Для чего предназначена эксплуатационная колонна?
7. Для чего служат опорные скважины?
8. С какой целью бурят параметрические и нагнетательные скважины?
9. Какие применяют способы бурения на нефть и газ?
10. Опишите принцип действия турбобура.
11. Для каких целей используют сплошное и колонковое бурение?
12. Что входит в состав буровой установки?
13. Какое используется оборудование для механизации спускоподъемных операций?
14. Назовите привышечные сооружения?
15. Для чего предназначены бурильные трубы?
16. Опишите цикл строительства скважины?
17. Каким образом вскрывают продуктивные пласты?
18. Каким образом производится освоение скважины?
19. Каковы функции бурового раствора?
20. Какие виды буровых растворов используются?
21. Назовите основные параметры буровых растворов?
22. С какой целью проводят химическую обработку буровых растворов?
23. Какие осложнения возникают при бурении?
24. Какие применяют методы предупреждения поглощения бурового раствора?
25. Какие виды буровых платформ применяют при бурении скважин на море?

6. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

6.1. 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 сажень, 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 вошли в состав России, 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 Фаллендорры на Тамани впервые применил насос для откачки нефти через деревянную трубу. Ряд технических усовершенствований связаны с работой горного инженера Н. И. Воскобойникова. Чтобы уменьшить трудоемкость работ, он предложил сооружать нефтяные колодцы в виде 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 РФ 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 то 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 свыше 20 м – уже 11200 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 оставшая (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. Выветрившаяся нефть становилась малопригодной для переработки, и ее выжигали. Застойные нефтяные озера горели 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 около Баку была пробурена первая скважина, давшая промышленный газ с глубины 207 м.

6.2. 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. 6.1. От гранулометрического состава зависят **коллекторские свойства пласта**: пористость, проницаемость, удельная поверхность пористой среды.

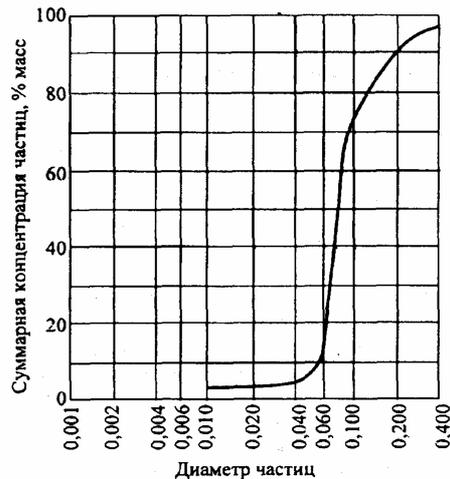


Рис. 6.1. Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы

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 делает 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 общему 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 ха-

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 Пас 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 510^{15} 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. 6.2. приведены экспериментальные зависимости относительной проницаемости песка для воды ($k_{r,w}$) и нефти ($k_{r,o}$) 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 прекращается 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.

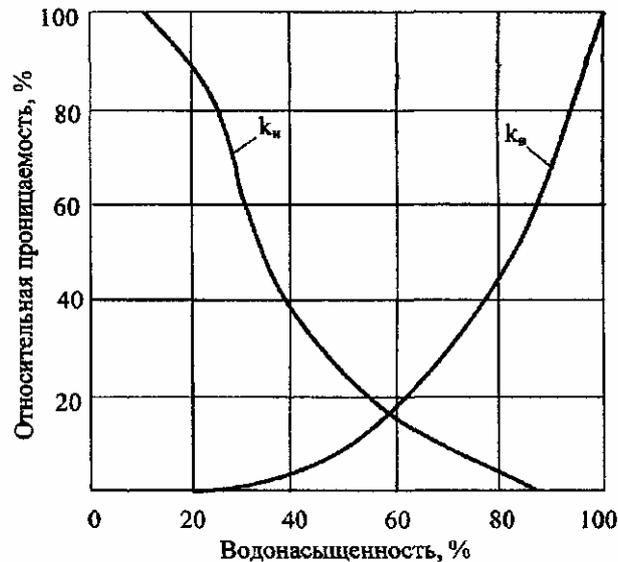


Рис. 6.2. Зависимость относительной проницаемости песка от водонасыщенности для воды (k_w) и нефти (k_n)

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 40000 до 230000 $\text{м}^2/\text{м}^3$. Это связано с тем, что отдельные зерна породы имеют небольшой размер и достаточно плотно упакованы. Породы с удельной поверхностью более 230000 $\text{м}^2/\text{м}^3$ (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 давление 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 т – 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 состоянии. 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 м³ 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.

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.

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. 11.2). **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. 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.

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 $(4...5)10^{-5}$ 1/МПа, для дегазированной нефти $(4...7)10^{-4}$ 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.

6.3. 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**. Вторым этапом – 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 сопровождающие 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.

6.4. 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 практически 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 забои 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. 6.3 *a*) источником энергии является напор краевых (или подошвенных) вод. Ее запасы постоянно пополняются за счет атмосферных осадков и источников поверхностных водоемов.

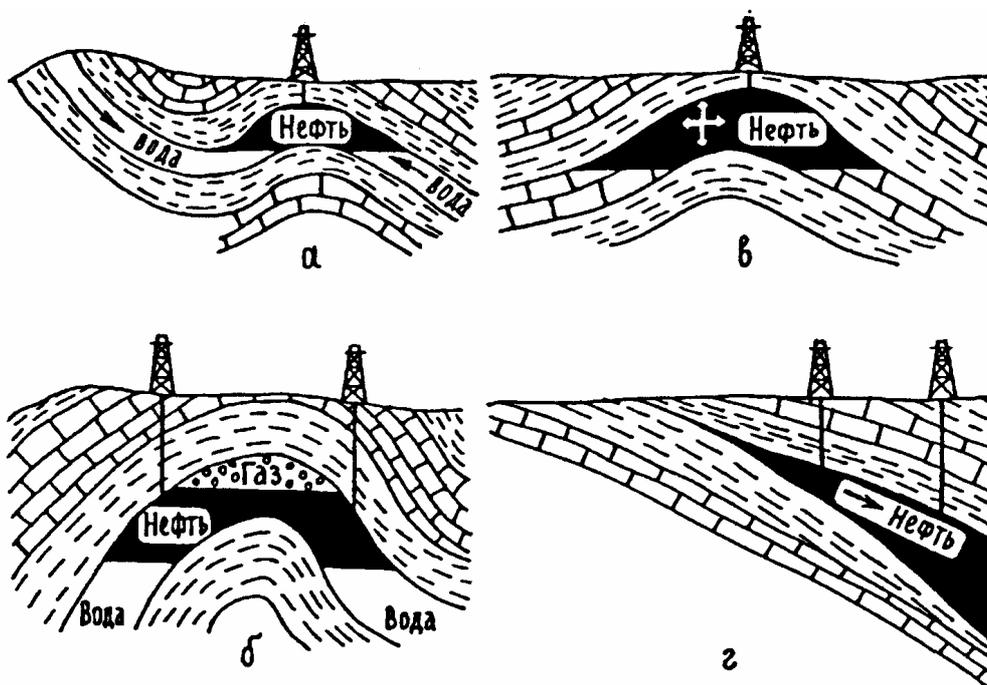


Рис. 6.3. Типы режимов нефтяного пласта:
a – жестководонапорный; *б* – газонапорный;
в – растворенного газа; *г* – гравитационный

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. 6.3. б) 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. 6.3. в) 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. 6.3. з) 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. 6.4) 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.

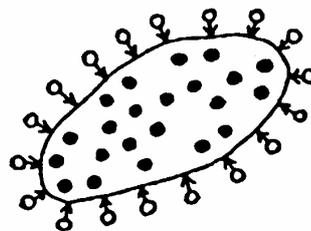


Рис. 6.4. Схема законтурного заводнения

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. 6.5) 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.

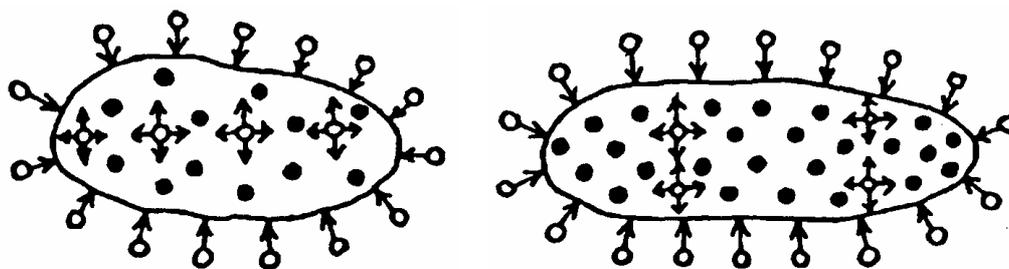


Рис. 6.5. Схемы внутриконтурного заводнения

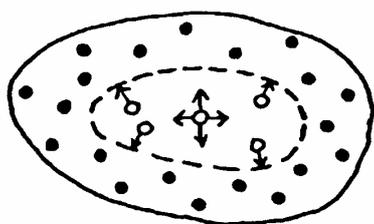
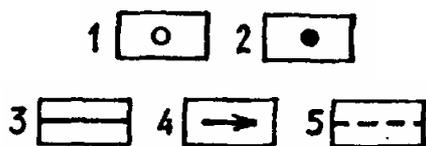


Рис. 6.6. Схема расположения скважин при закачке газа в пласт

Для поддержания пластового давления применяют также **метод закачки газа в газовую шапку нефтяного пласта** (рис. 6.6). 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.



Условные обозначения к рис. 6.4. – 6.6:

- 1 – нагнетательные скважины;
- 2 – Эксплуатационные скважины;
- 3 – внешний контур газоносности;
- 4 – направления 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. **Гидроразрыв пласта** (рис. 6.7 б) производится путем закачки в него под давлением до 60 МПа нефти, пресной или минерализованной воды, нефтепродуктов (мазут, керосин, дизельное топливо) и других жидкостей.

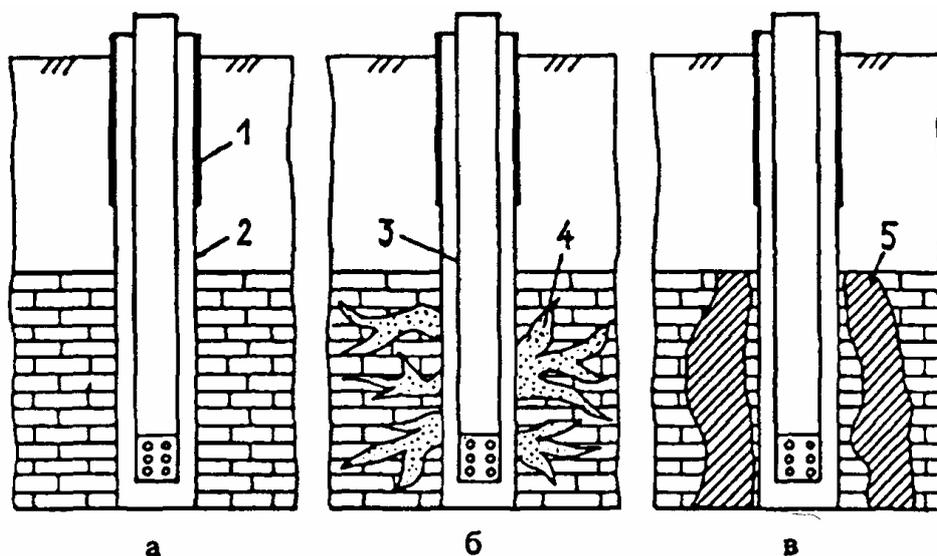


Рис. 6.7. Применение гидроразрыва пласта и кислотной обработки скважин:

а– пласт перед воздействием; *б* – пласт после гидроразрыва;

в – пласт (призабойная зона) после кислотной обработки;

1– обсадная труба; 2 ствол скважины; 3 – насосно-компрессорные трубы;

4 – трещины в породе, образовавшиеся после гидроразрыва;

5 – порода, проницаемость которой увеличена кислотной обработкой

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.

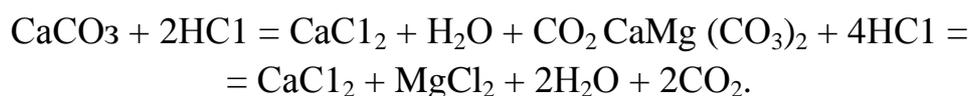
Применение гидроразрыва дает наибольший эффект при низкой проницаемости пласта и призабойной зоны и позволяет увеличить дебит нефтяных скважин в 2-3 раза.

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 принесенные 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.

Плави́ковая кислота HF в смеси с соляной предназначена для воздействия на песчаники, а также для удаления глинистого раствора, попавшего в поры пласта во время бурения или глушения скважины.

Уксусная кислота CH₃COOH добавляется в соляную кислоту для замедления скорости растворения карбонатной породы. Благодаря этому активный раствор соляной кислоты глубже проникает в поры породы. Кроме того, уксусная кислота также растворяет карбонатную породу и предотвращает выпадение в осадок гидрата окиси железа Fe(OH)₃.

При закачке в скважину концентрированной **серной кислоты** H₂SO₄ 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 CaSO₄, 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 асфальтосмолистые 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 асфальтосмолистые и парафиновые отложения.

К **физическим методам** воздействия на призабойную зону относятся тепловые обработки и вибровоздействия.

Целью **тепловых обработок** является удаление парафина и асфальтосмолистых 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 искусственно 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. 6.8) 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 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.

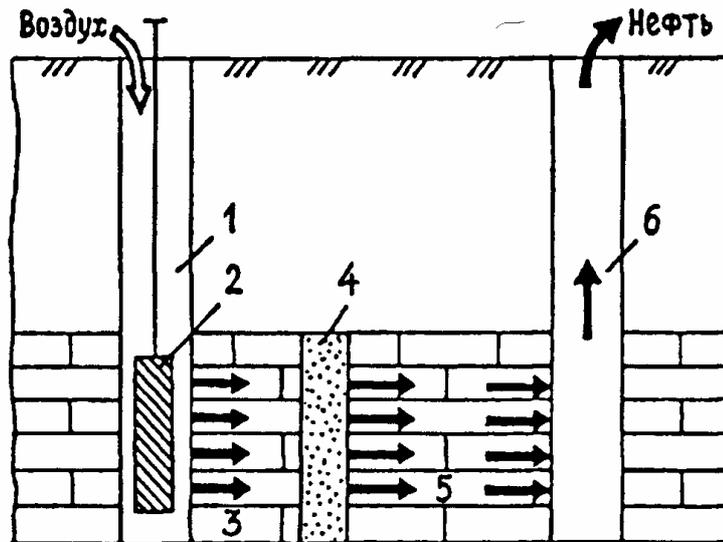


Рис. 6.8. Схема внутрипластового очага горения:

- 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

6.5. 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. 6.9. 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. 6.10. 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.

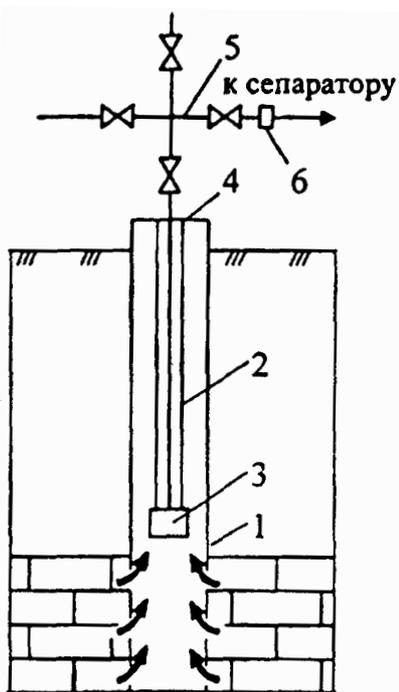


Рис. 6.9. Устройство скважины для фонтанной добычи нефти:
1 – эксплуатационная колонна;
2 – насосно-компрессорные трубы;
3 – башмак; 4 – фланец;
5 – фонтанная арматура; 6 – штуцер

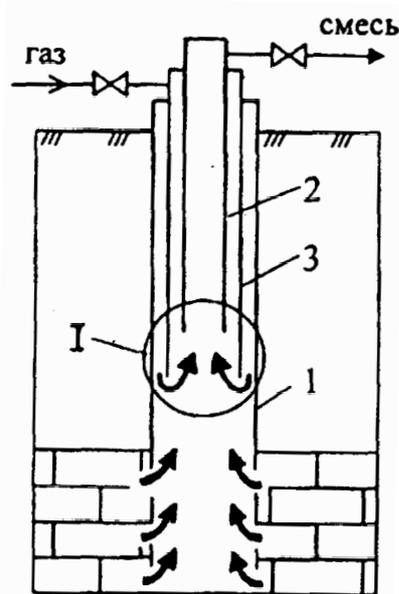


Рис. 6. 10. Устройство скважины для компрессорной добычи нефти:
1 – обсадная труба;
2 – подъемная труба;
3 – воздушная труба

Механизм компрессорной добычи нефти следующий (рис. 6.11). 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. 6.10) 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».

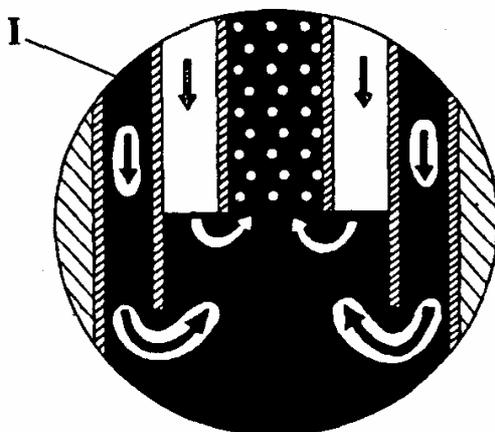


Рис. 6.11. Механизм компрессорной добычи нефти

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. 6.12. 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-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.

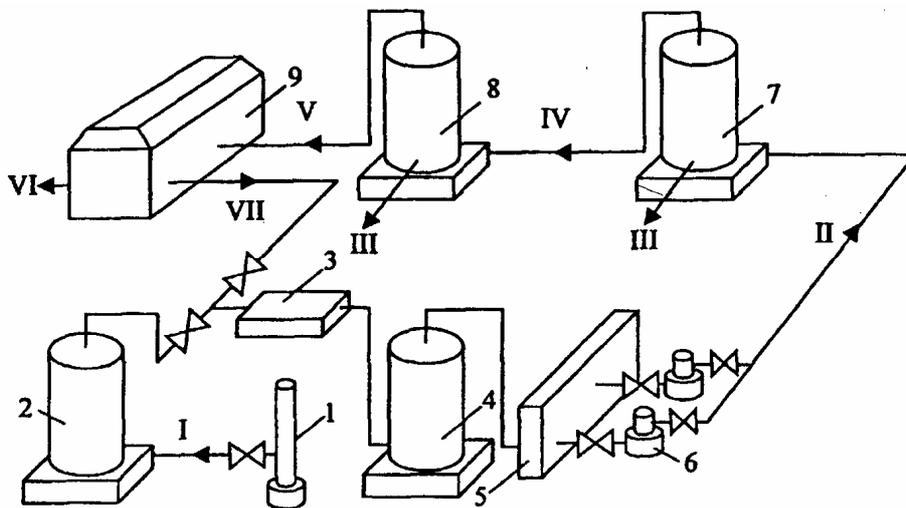


Рис. 6.12. Схема газлифтного цикла при добыче нефти:

- 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; V – газ низкого давления, очищенный от нефти; VI – сжатый газ в систему промыслового сбора; VII – газ высокого давления после компрессорной станции

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. 6.13).

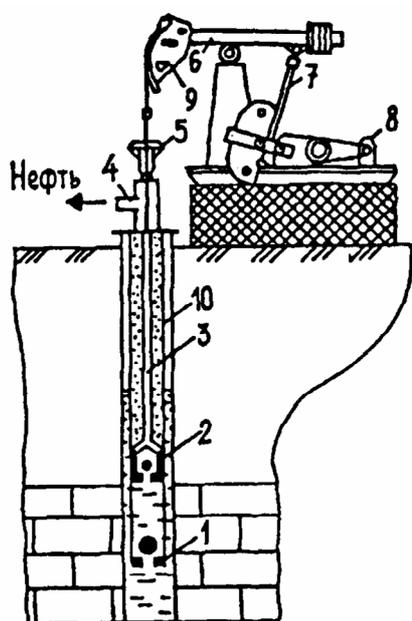


Рис. 6. 13. Схема добычи нефти с помощью штангового насоса:

- 1 – всасывающий клапан;
- 2 – нагнетательный клапан;
- 3 – штанга; 4 – тройник;
- 5 – устьевой сальник;
- 6 – балансир станка-качалки;
- 7 – кривошипно-шатунный механизм;
- 8 – электродвигатель;
- 9 – головка балансира;
- 10 насосные трубы

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 за-

крывается, 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. 6.14. 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.

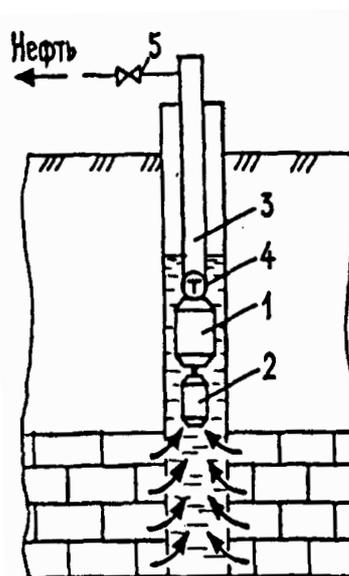


Рис. 6.14. Схема установки ЭЦН в скважине: 1 – центробежный многоступенчатый насос; 2 – погружной электродвигатель; 3 – подъемные трубы; 4 – обратный клапан; 5 – устьевая арматура

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, гидропоршневые 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 как можно 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. 6.15):

- а) открытый забой;
- б) забой, перекрытый хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском;
- в) забой, оборудованный фильтром;
- г) перфорированный забой.

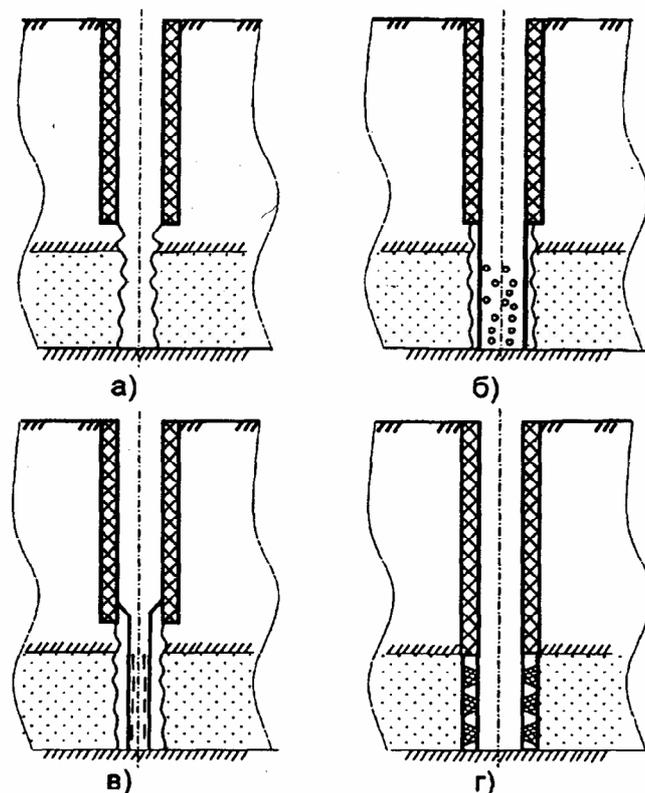


Рис. 6.15. Конструкции оборудования забоя скважин:
a – открытый забой; *б* – забой, перекрытый хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском; *в* – забой, оборудованный фильтром; *г* – перфорированный забой

При **открытом забое** (рис. 6.15 *a*) 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. 6.15 *б*). 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. 6.15 в), 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. 6.15 г) 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. 6.12) 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 отеснена ниже уровня установки первого пускового клапана (рис. 6.16. б). После опускания уровня нефти в межтрубье ниже отметки второго пускового клапана газ начинает проникать в подъемную трубу и через него (рис. 6.16. в). Процесс последовательного срабатывания пусковых клапанов будет продолжаться до тех пор, пока весь столб жидкости в подъемной трубе не будет газирован (рис. 6.16. г).

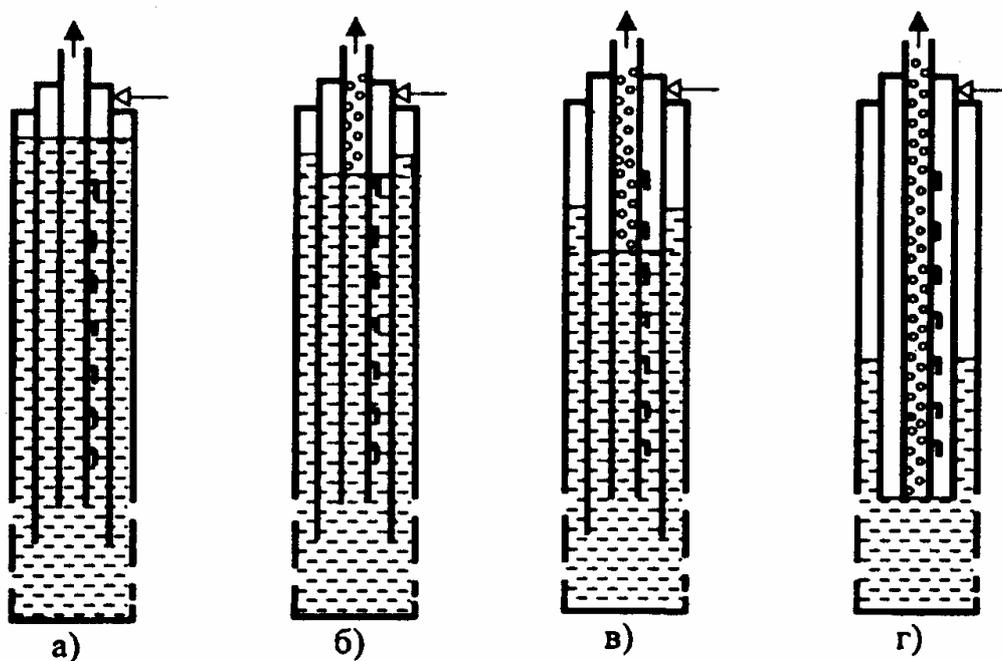


Рис. 6. 16. Этапы запуска газлифтной скважины:

a – 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 труб группы прочности Д, подвергаются термообработке.

Сведения о диаметрах и толщине стенки насосно-компрессорных труб приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

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 вверху.

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. 6.17).

Кроме штанг нормальной длины (8 м) выпускаются укороченные штанги длиной 1; 1,2; 1,5; 2; 3 м стандартных диаметров. Они необходимы для регулировки всей колонны штанг с таким расчетом, чтобы висящий на них плунжер перемещался в цилиндре насоса в заданных пределах.

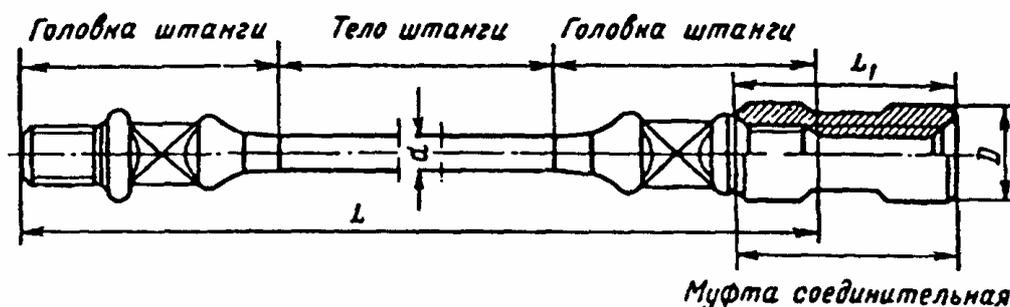


Рис. 6.17. Насосная штанга и соединительная муфта

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 20 НМ с термообработкой и последующим поверхностным упрочнением токами высокой частоты (ТВЧ). Условия их использования приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2

**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
40 НМ	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 (искривление 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°C, 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. 6.18. *а*). 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.

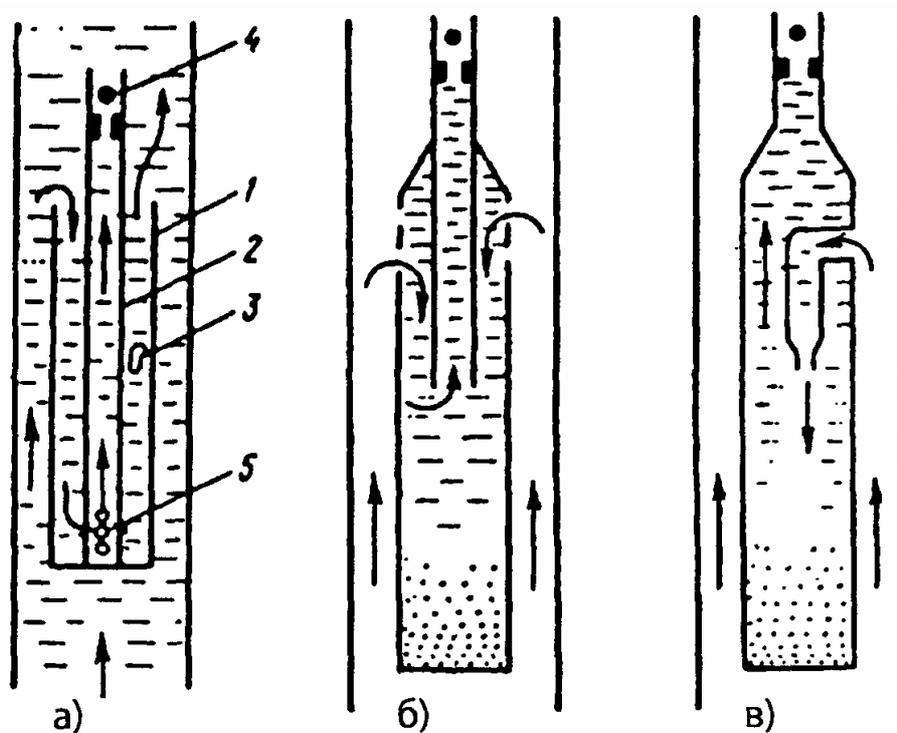


Рис. 6.18. Якоря: *а* – газовый; *б* – песочный прямой; *в* – песочный обращенный;
 1 – корпус; 2 – центральная труба; 3 – газовый пузырек;
 4 – приемный клапан насоса; 5 – отверстия

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, называемое **песочным якорем**.

В обоих типах якорей – прямом (рис. 6.18. б) и обращенном (рис. 6.18. в) – 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 электроцентробежными насосами**, находятся погружной электродвигатель, многоступенчатый насос, обратный клапан и при необходимости – газосепаратор.

В зависимости от поперечного размера погружного электроцентробежного 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.

Марка погружного электроцентробежного насоса содержит всю основную информацию о нем. Например, условное обозначение ЭЦНМ5-125-1200 означает: Э – привод от погружного электродвигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5 – группа насоса; 125 – подача, $\text{м}^3/\text{сут}$; 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.

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 боскомпрессорном способах добычи нефти оборудование устья состоит из одинаковых деталей и узлов по подобным схемам.

На устье скважин (рис. 6.19) монтируются колонная головка (ГК) и фонтанная арматура (ФА), состоящая, в свою очередь, из трубной головки (ГТ) и фонтанной елки (Е).

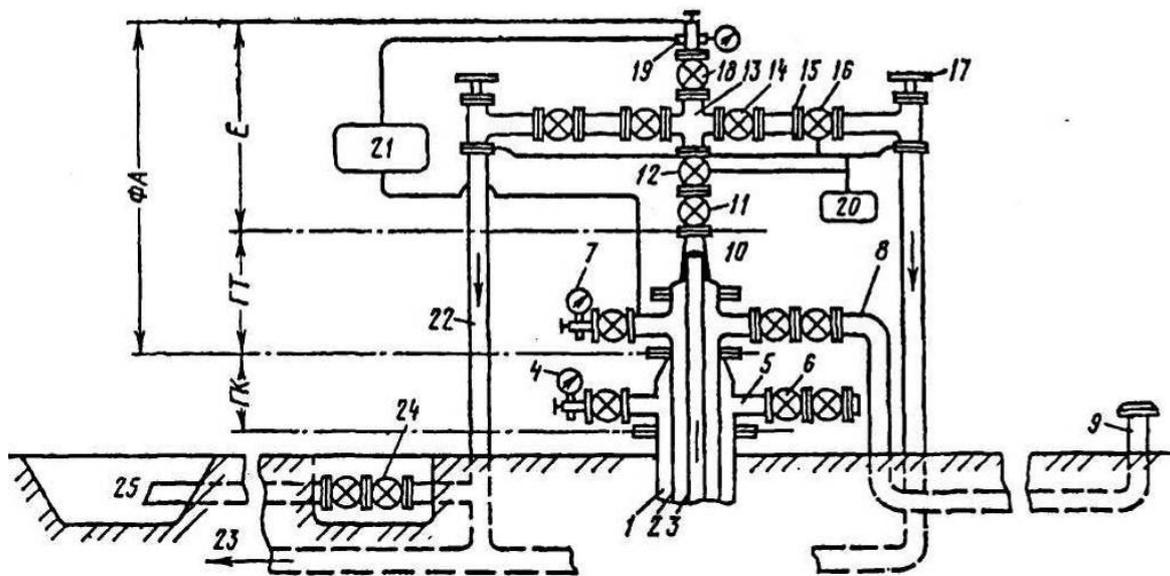


Рис. 6. 19. Схема оборудования устья скважины крестовой арматурой:

- ГК – головка колонны; ГТ – головка трубная; Е – елка; ФА – фонтанная арматура;
 1 – кондуктор; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – фонтанная колонна; 4 – манометр меж-
 колонный; 5 – отвод от межколонного пространства; 6 – задвижка ручного привода;
 7 – манометр затрубный; 8 – отвод от затрубья; 9 – линия задавочная; 10 – подвеска фонтан-
 танных труб; 11 – коренная задвижка; 12 – задвижка с пневмоприводом; 13 – крестовина;
 14 – задвижка резервная; 15 – катушка для подключения контрольно-изыскательных при-
 боров; 16 – задвижка рабочая; 17 – штуцер регулируемый; 18 – задвижка буферная;
 19 – буфер и буферный манометр; 20 – блок пневмоуправления; 21 – прискважинная уста-
 новка для подачи в затрубье ингибиторов и ПАВ; 22 – отвод рабочий; 23 – шлейф;
 24 – задвижки факельной линии; 25 – амбар земляной

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.

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. 6.20) 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.

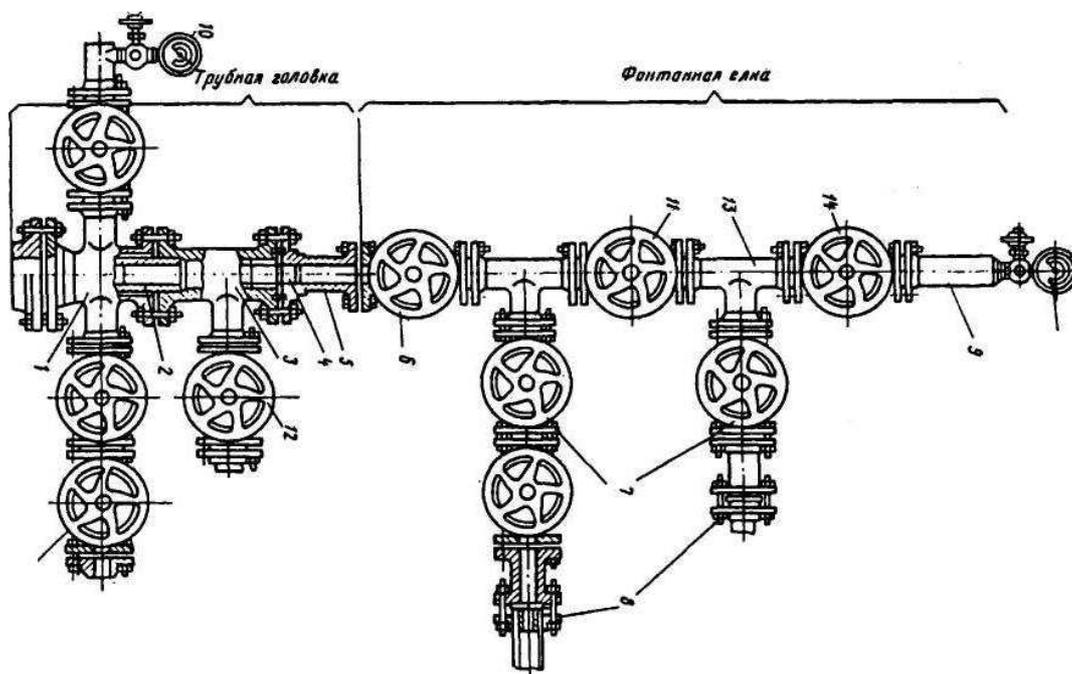


Рис. 6.20 Фонтанная арматура тройниковая:

- 1 – крестовик; 2,4 – переводный 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.

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. 6.21.

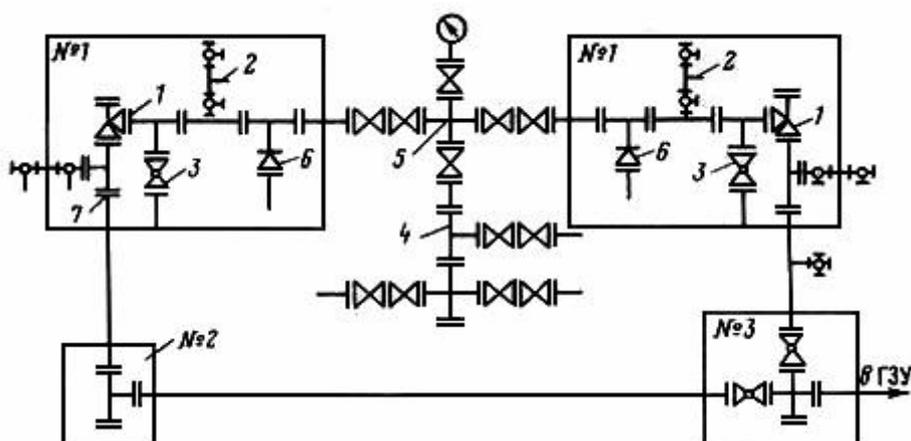


Рис. 6. 21. Схема обвязки крестовой фонтанной арматуры:

- 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 – групповая замерная установка

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. 6.22) 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.

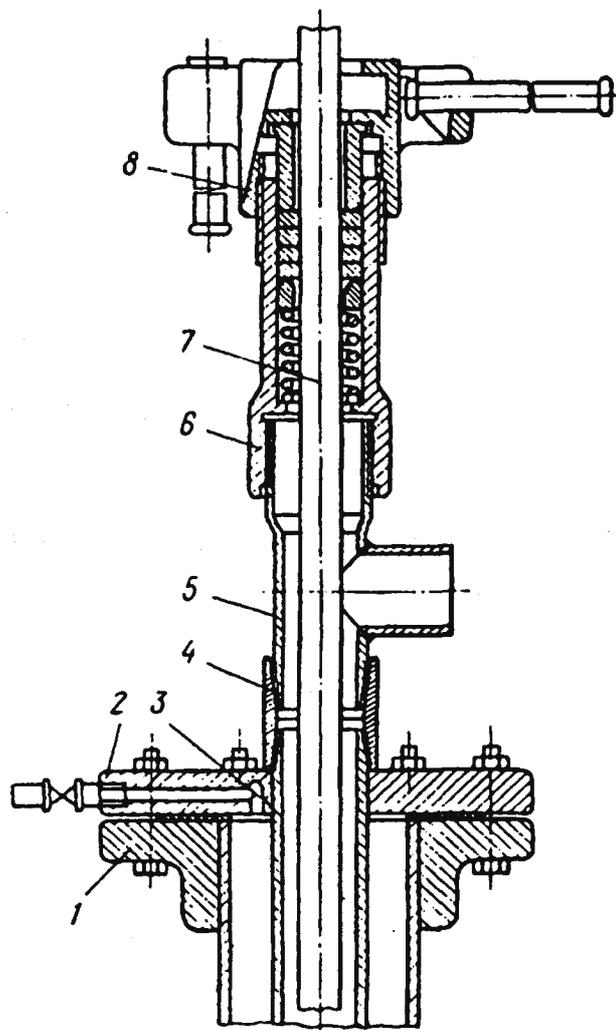


Рис. 6.22. Оборудование устья скважины, эксплуатируемой погружным штанговым насосом:

- 1 – колонный фланец;
- 2 – планшайба;
- 3 – насосно-компрессорные трубы;
- 4 – верхняя муфта; 5 – тройник;
- 6 – сальник; 7 – устьевого штока;
- 8 – крышка

Станок-качалка – это балансирующий индивидуальный механический привод штангового скважинного насоса. Его основными узлами являются (рис. 6.23) рама 13, стойка 3 в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир 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 кгм.

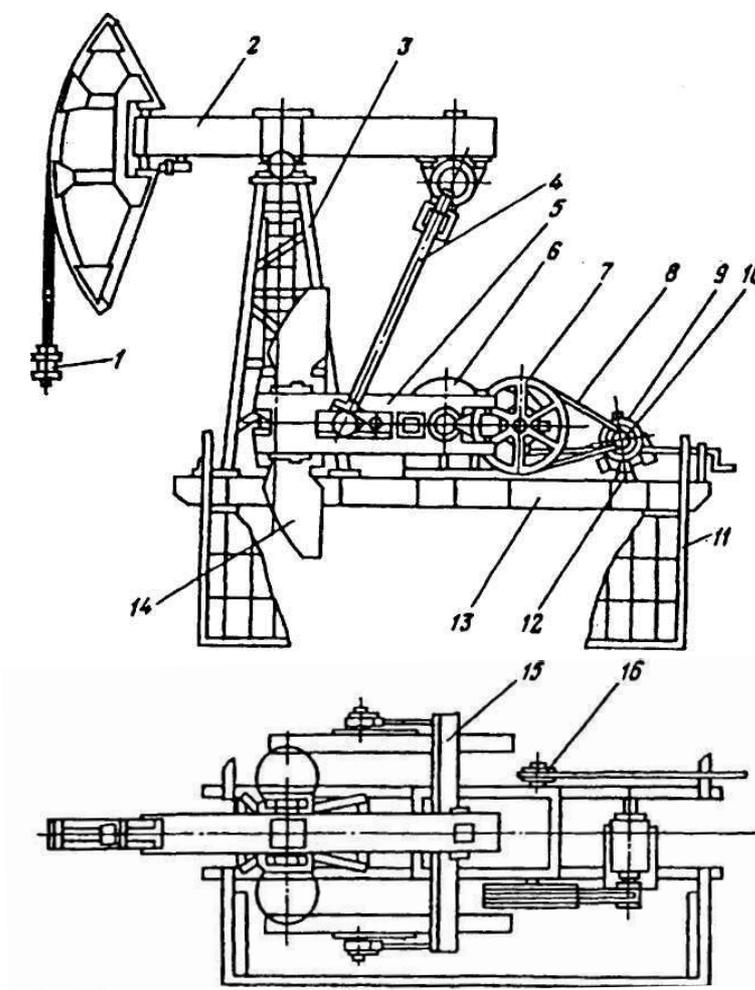


Рис. 6.23. Станок-качалка типа СКД:

- 1 – подвеска устьевого штока; 2 – балансир с опорой; 3 – стойка; 4 – шатун;
- 5 – кривошип; 6 – редуктор; 7 – ведомый шкив; 8 – ремень; 9 – электродвигатель;
- 10 – ведущий шкив; 11 – ограждение; 12 – поворотная плита; 13 – рама;
- 14 – противовес; 15 – траверса; 16 – тормоз

Оборудование устья скважин, эксплуатируемых глубинными центробежными и винтовыми насосами, идентично. Оно изображено на рис. 6.24. 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.

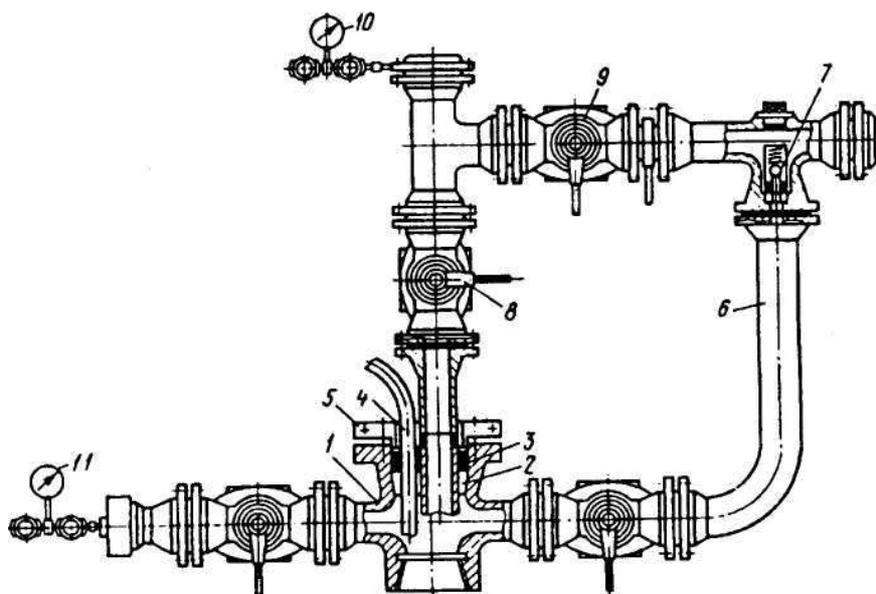


Рис. 6.24. Оборудование устья скважины, эксплуатируемой глубинными центробежными или винтовыми насосами:
 1 – крестовина; 2 – разъемный корпус; 3 – резиновый уплотнитель;
 4 – кабель; 5 – эксцентричная планшайба; 6 – выкидная линия;
 7 – обратный клапан; 8, 9 – задвижка; 10, 11 – манометр

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 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. 6.25 (насосное оборудование, фильтры, якоря условно не показаны). При одновременной эксплуатации двух пластов с одним пакером (рис. 6.25 а) продукция нижнего пласта отводится по подъемной трубе, нижнего – по межтрубному пространству. В случае одновременной эксплуатации трех пластов с двумя пакерами (рис. 6.25 б) используются две подъемные трубы, а с тремя пакерами (рис. 6.25 в) – три трубы. Раздельная эксплуатация трех пластов одновременно возможна только в наиболее простых случаях и поэтому применяется очень редко.

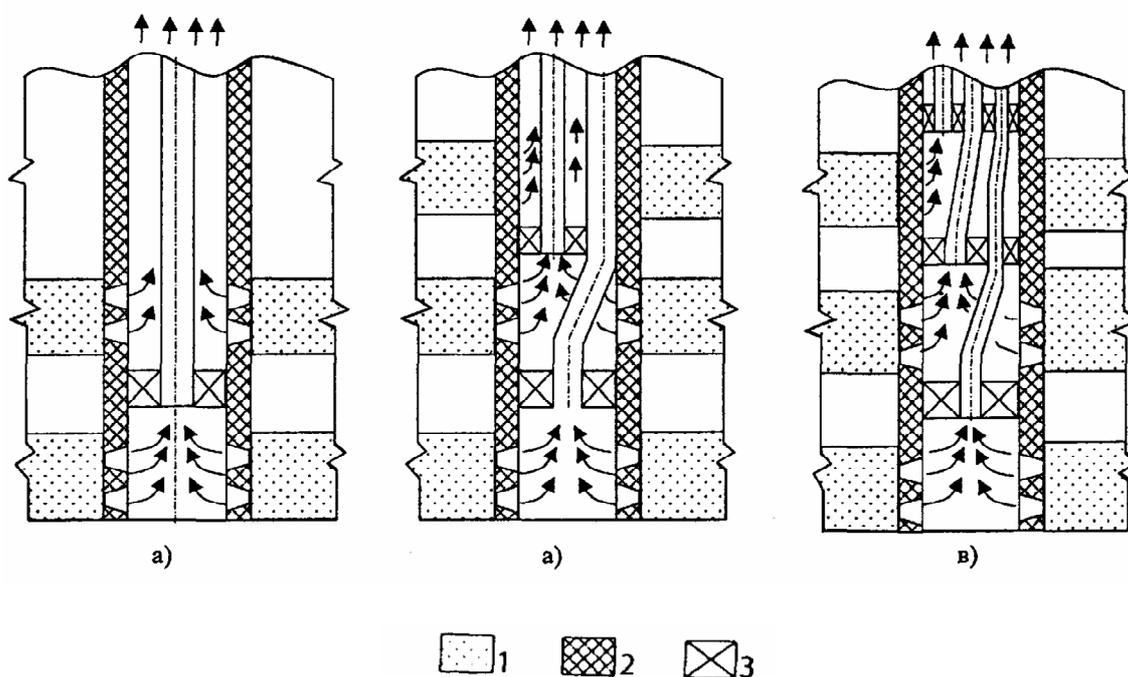


Рис. 6.25. Принципиальные схемы ОРЭ:

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

Продукция разных пластов доставляется на поверхность отдельно, что позволяет не смешивать разнородные (например, высокосернистые 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 отдельной 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 повышенное, что отрицательно сказывается на дебите скважин.

6.6. 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. 6.26) 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 (например, за счет увеличения обводненности) 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.

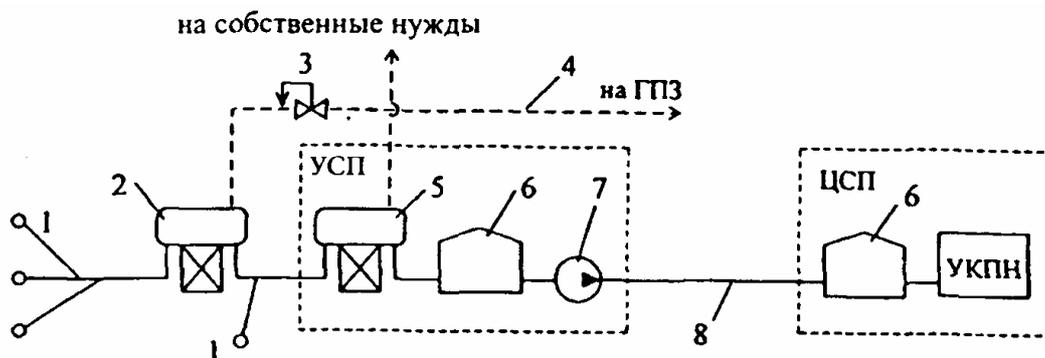


Рис. 6.26.

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

Высоконапорная однотрубная система сбора (рис. 6.27) 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.

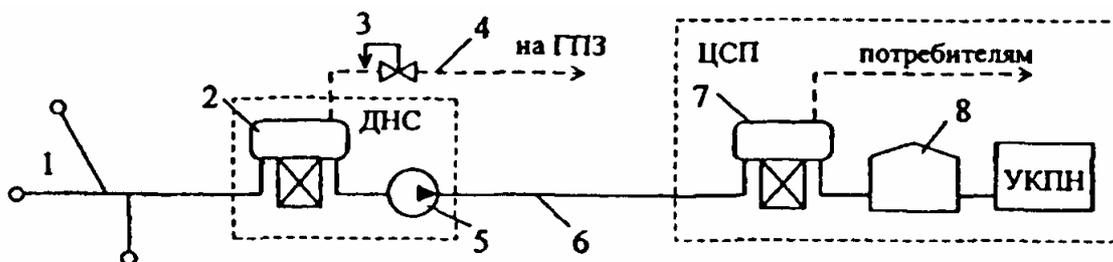


Рис. 6.27. Принципиальная схема напорной системы сбора:

- 1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления типа «до себя»; 4 – газопровод; 5 – насосы; 6 – нефтюнривид; 7 – сепаратор 2-й ступени; 8 – резервуар; ДНС – дожимная насосная станция

Применение высоконапорной однотрубной 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, обеспечивается 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, разработанная институтом Гипросток-нефть, 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 ступени 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 ступени происходит окончательное отделение газа. Выделившийся здесь газ после подготовки компрессорами подается на ГПЗ, а дегазированная нефть самотеком (высота установки сепараторов 2-й ступени 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 пластовой 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. 6.28 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.

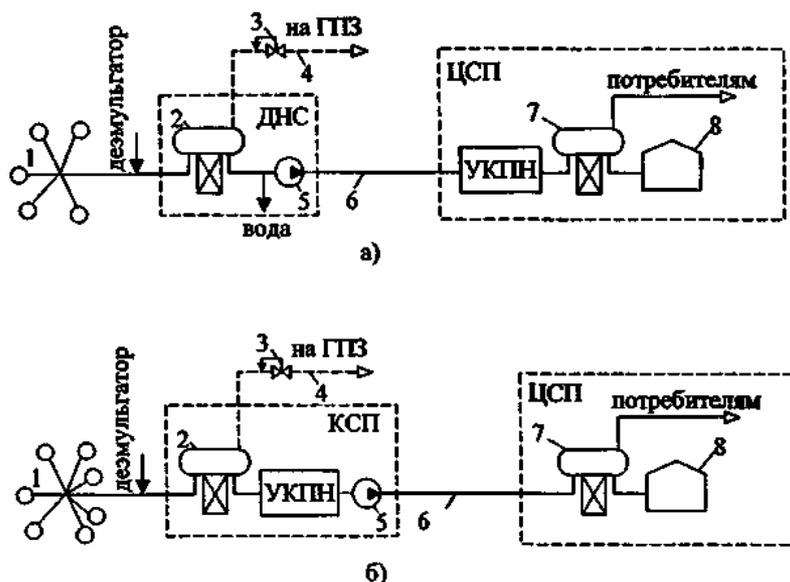


Рис. 6.28. Принципиальные схемы современных систем сбора:
 а – с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на ЦСП;
 б – с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на КСП;
 (обозначения см. на рис. 6.26)

Особенностью схемы, изображенной на рис. 6.28 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.

6.7. Промысловая подготовка нефти

Из нефтяных скважин в общем случае извлекается сложная смесь, состоящая из нефти, попутного нефтяного газа, воды и мехпримесей (песка, окалина 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 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 (рис. 6.29). 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, служащий для отделения капель нефти, и далее направляется в газопровод. Уловленная нефть по дренажной трубе 12 стекает вниз.

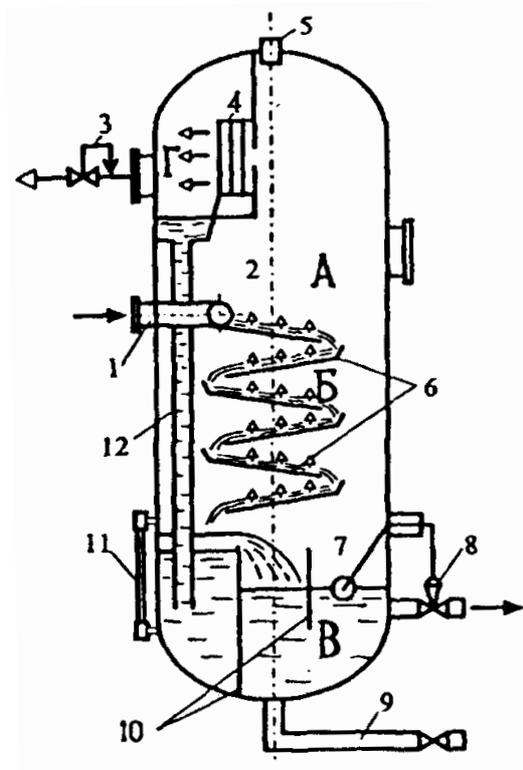


Рис. 6.29. Вертикальный сепаратор;

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

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.

Горизонтальный газонефтяной сепаратор (рис. 6.30) состоит из технологической емкости 1, внутри которой расположены две наклонные полки 2, пеногаситель 3, влагоотделитель 5 и устройство 7 для предотвращения образования воронки 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.

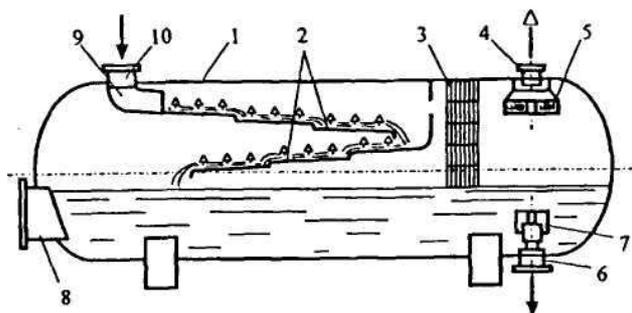


Рис. 6.30. Горизонтальный газонефтяной сепаратор:

1 – технологическая емкость; 2 – наклонные желоба; 3 – пеногаситель; 4 – выход газа; 5 – влагоотделитель; 6 – выход нефти; 7 – устройство для предотвращения образования воронки; 8 – люк-лаз; 9 – распределительное устройство; 10 – ввод продукции

Для повышения эффективности сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства. Горизонтальный газонефтяной сепаратор **гидроциклонного типа** (рис. 6.31) 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 прижимает-

ся к стенке циклона, а выделившийся и очищенный от капель жидкости газ движется в центре его. В секции перетока нефть и газ меняют направление движения с вертикального на горизонтальное и поступают отдельно 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.

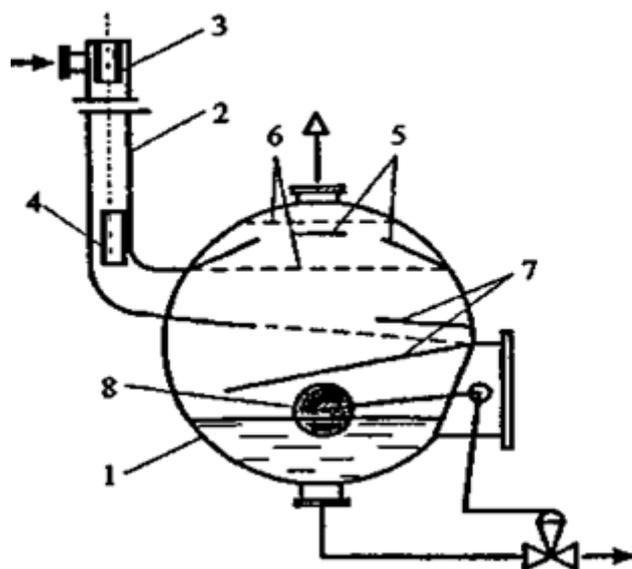


Рис. 6.31. Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа:
 1 – емкость; 2 – однотонный гидроциклон; 3 – направляющий патрубок;
 4 – секция перетока; 5 – каплеотбойник; 6 – распределительные решетки;
 7 – наклонные полки; 8 – регулятор уровня

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, разобщенную) 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, т.к. 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 осаждается 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. 6.32.

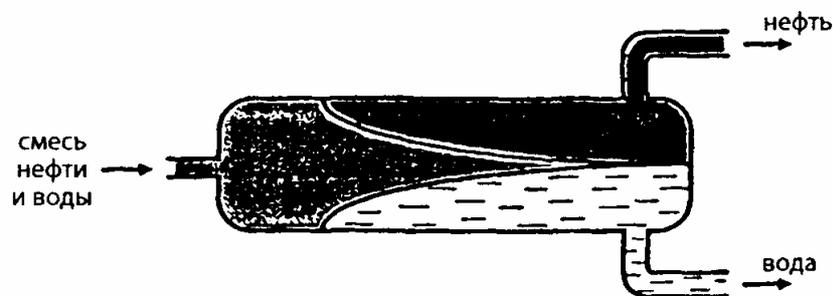


Рис. 6.32. Принципиальная схема отстойника непрерывного действия

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 поверхности 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°C.

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 полному валу 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%.

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°C, а затем подают в сепаратор. Выделяю-

щиеся при этом легкие углеводороды отсасываются компрессором и направляются 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°C). 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°C не должно превышать 0,066 МПа (500 мм рт. ст.).

6.8. 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. 6.33.

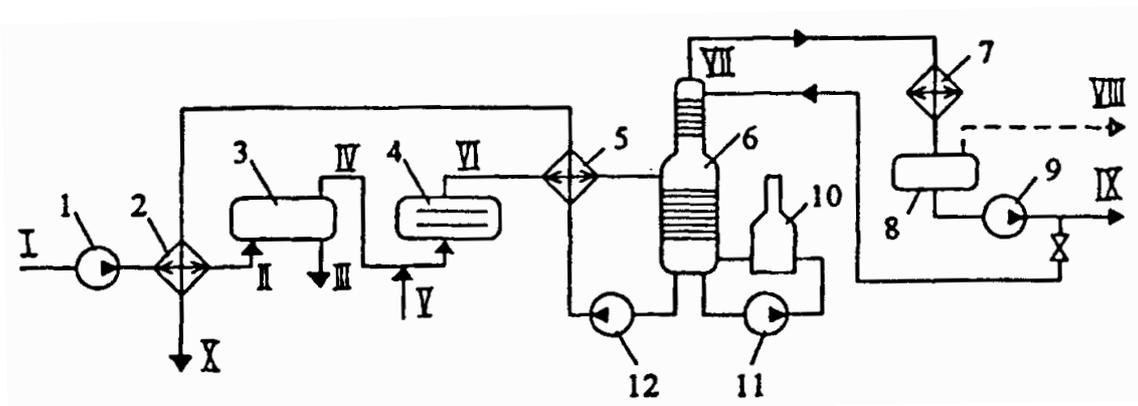


Рис. 6.33. Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти:
 1, 9, 11, 12 – насосы; 2, 5 – теплообменники; 3 – отстойник; 4 – электродегидратор;
 6 – стабилизационная колонна; 7 – конденсатор-холодильник; 8 – емкость орошения;
 10 – печь; I – холодная «сырая» нефть; II – подогретая «сырая» 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

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°C. 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.

6.9. Системы промыслового сбора природного газа

Существующие системы промыслового 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. 6.34 а) 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. 6.34 б) 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 промысловому 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. 6.34 в) 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.

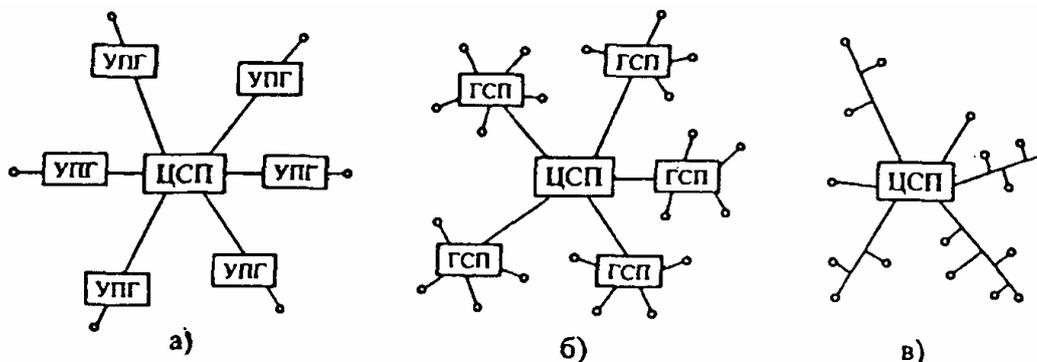


Рис. 6.34. Системы сбора газа на промыслах:
а – индивидуальная; б – групповая; в – централизованная;
УПГ – установка подготовки газа; ГСП – групповой сборный пункт;
ЦСП – централизованный сборный пункт

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. 6.35).

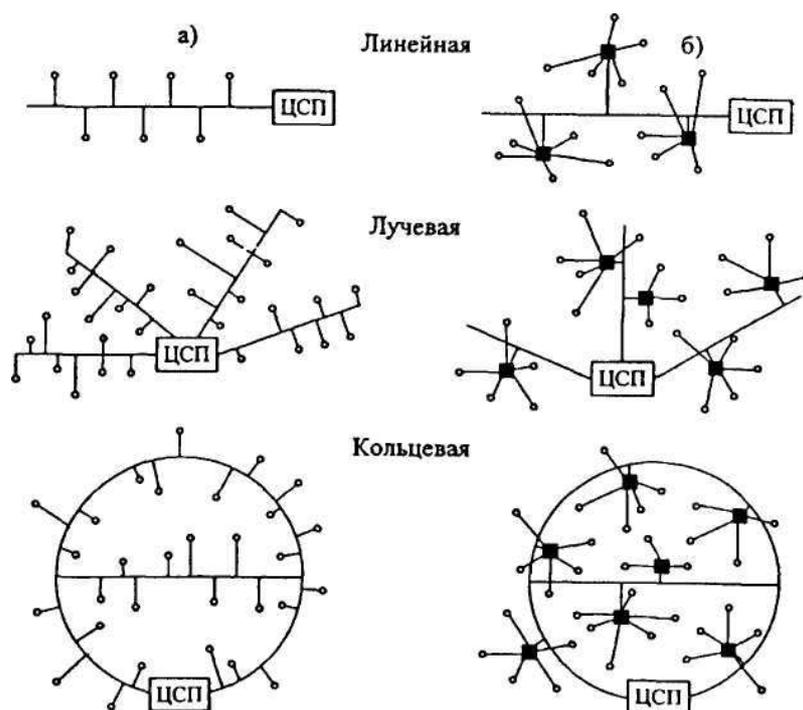


Рис. 6.35. Формы коллекторной газосборной сети:
Подключение скважин: *a* – индивидуальное; *б* – групповое

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 переемы. 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).

6.10. 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 в большем, 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.

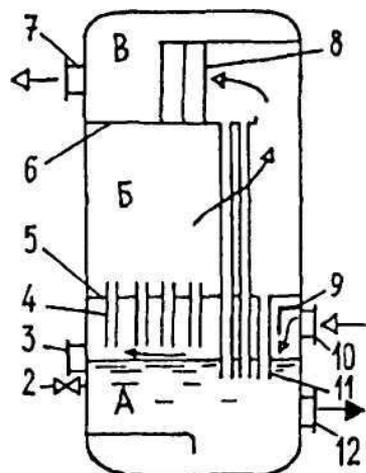
Задачами промышленной подготовки газа являются его очистка от мехпримесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа.

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. 6.36 представлена конструкция **вертикального масляного пылеуловителя**.

Рис. 6.36. 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



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.

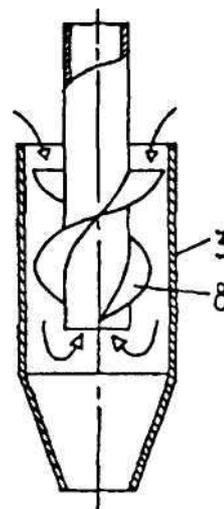
Осевший на дно пылеуловителя шлам периодически (раз в 2...3 месяца) удаляют через люк 12. Загрязненное масло через трубку 1 сливают в отстойник. Взамен загрязненного в пылеуловитель по трубе 2 доливают очищенное масло. Контроль за его уровнем ведется по шкале указателя уровня 3.

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. 6.37. 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.

Рис. 6.37. 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



В товарном газе содержание механических примесей не должно превышать $0,05 \text{ мг/м}^3$.

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.

Технологическая схема **абсорбционной осушки газа** с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ) приведена на рис. 6.38.

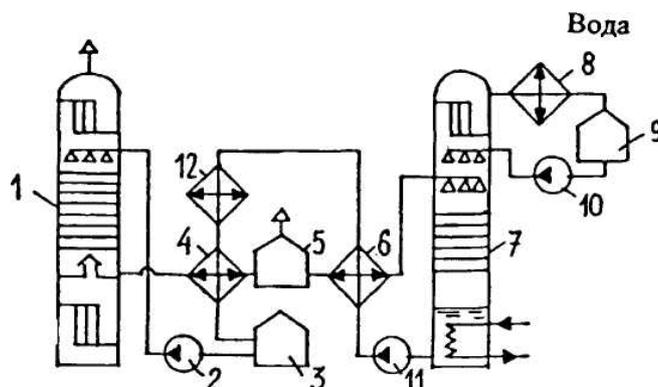


Рис. 6.38. Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции;
 1 – абсорбер; 2, 10, 11 – насосы; 3, 9 – емкости; 4, 6 – теплообменники;
 5 – вентуризатор; 7 – десорбер; 8 – конденсатор-холодильник; 12 – холодильный агрегат

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°C 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°C, а для триэтиленгликоля (ТЭГ) 287,4°C. 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. 6.39.

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 регенерацию.

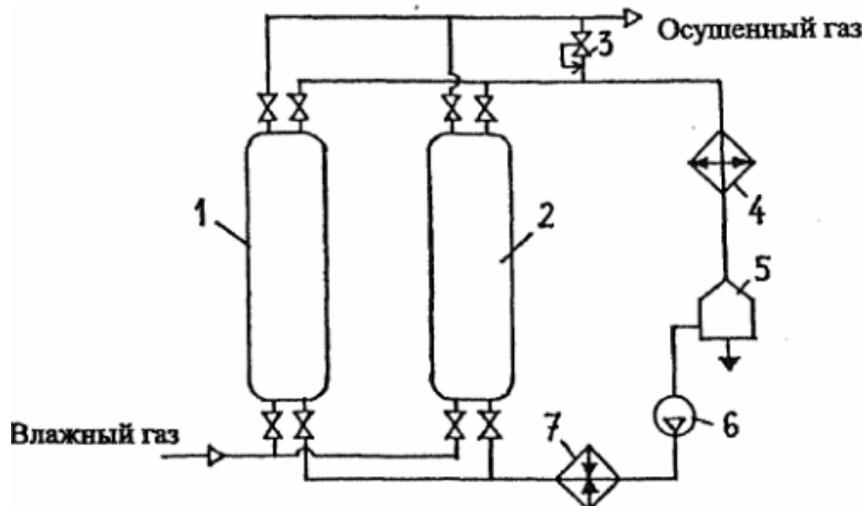


Рис. 6.39. Технологическая схема осушки газа методом адсорбции:
 1 – адсорбер; 2 – адсорбер; 3 – регулятор давления; 4 – холодильник; 5 – емкость;
 6 – воздуходувка; 7 – подогреватель

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°C. 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. Очистка газа от сероводорода осуществляется методами **адсорбции и абсорбции от сероводорода.**

Принципиальная схема **очистки газа от H₂S методом адсорбции** аналогична схеме осушки газа адсорбционным методом. В качестве адсорбента используются гидрат окиси железа и активированный уголь.

Принципиальная схема **очистки газа от H₂S методом абсорбции** приведена на рис. 6.40. 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), ди-этаноламина (ДЭА) и триэтанолamina. 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.

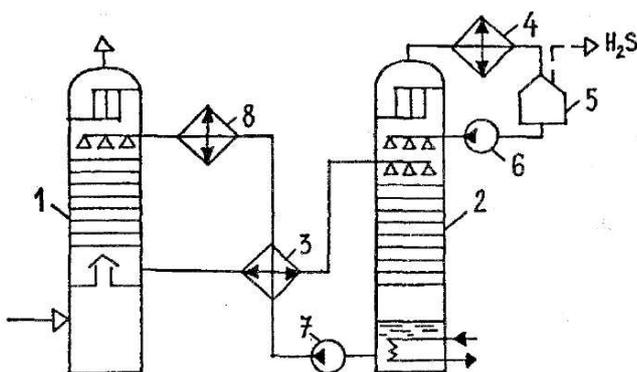


Рис. 6.40. Принципиальная схема очистки газа от сероводорода:
1 – абсорбер; 2 – выпарная колонна; 3 – теплообменник; 4, 8 – холодильник;
5 – емкость – сепаратор; 6, 7 – насосы

Из полученного сероводорода вырабатывают серу.

Работа этаноламиновых 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. 6.41).

При высоком содержании CO_2 (до 12...15%) и незначительной концентрации сероводорода применяют очистку газа водой под давлением (рис. 6.41). 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.

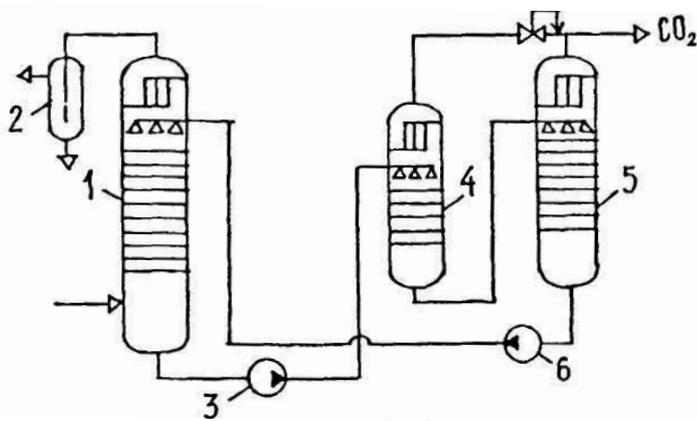


Рис. 6.41. Принципиальная схема очистки газа от двуокиси углерода водой под давлением:
1-реактор; 2 – водоотделитель; 3, 6 – насосы;
4 – экспансер; 5 – дегазационная колонна

Выделяемый углекислый газ используется для производства соды, сухого льда и т.п.

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: $1,5...2 \text{ м}^3$ – при площадном заводнении и $2...2,5 \text{ м}^3$ – при законтурном заводнении.

6.11. 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.

Контрольные вопросы:

1. Как назывался метод добычи нефти посредством желонки?
2. Назовите методы добычи нефти?
3. Что понимают под геолого-промысловой характеристикой продуктивных пластов?
4. Что такое коэффициент полной пористости?
5. Чем отличаются коэффициенты полной, открытой и эффективной пористости?
6. Что такое проницаемость горных пород?

7. Чем абсолютная проницаемость отличается от эффективной?
8. Какой величиной характеризуют нефтенасыщенность пласта?
9. Как называется давление, ниже которого начинается выделение растворенного в нефти газа?
10. Как изменяется вязкость природного газа при изменении температуры?
11. Назовите режимы работы залежей?
12. В чем особенность упруговодонапорного режима работы залежи?
13. Перечислите искусственные методы воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону?
14. Перечислите методы поддержания внутрипластового давления?
15. Перечислите методы повышения проницаемости пласта и призабойной зоны?
16. Для чего применяется гидроразрыв пласта?
17. Перечислите методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов?
18. В чем заключается метод внутрипластового горения?
19. Перечислите способы эксплуатации скважин?
20. В чем заключается преимущество использования газлифта перед эйр-лифтом?
21. Каким образом осуществляется бескомпрессорный лифт?
22. Какое оборудование находится в забое скважины?
23. Какое оборудование находится в устье скважины?
24. Перечислите системы сбора нефти на промыслах?
25. В чем заключается цель промышленной подготовки нефти?
26. Опишите принцип действия сепаратора?
27. Перечислите методы разрушения водонефтяных эмульсий?
28. В чем заключается сущность термохимического метода обезвоживания нефти?
29. Каким образом производится обессоливание нефти?
30. В чем заключается стабилизация нефти?
31. По каким признакам классифицируются системы промышленного сбора природного газа?
32. В чем заключается промышленная подготовка газа?
33. Каким образом происходит очистка газа от механических примесей?
34. Какими методами осуществляется очистка природного газа от сероводорода?
35. Перечислите стадии разработки залежи?

7. ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

7.1. 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.

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, какое 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, вмазанный 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 начала темнеть, топку тушили, а густой остаток в кубе – мазут – выбрасывали. Из 40 ведер нефти получали 16 ведер фотогена (аналога керосина). 20 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 соединявшихся 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 отда-

вали 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 т/м³), температурный интервал кипения (170...320°С) 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. Шухов и С. Гаврилов 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.

7.2. 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.

Промышленностью выпускаются автомобильные бензины марок А-72, А-76, А-80, А-92, АИ-91, АИ-93, АИ-95 (А – автомобильный; цифры – октановое 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 получать 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 точных 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, воздуходувок 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 промышленным 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.

7.3. 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.

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. 7.1).

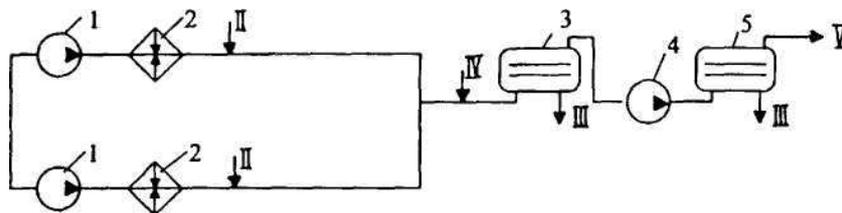


Рис. 7.1. Принципиальная схема электрообессоливающей установки:

- 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

Нефть несколькими потоками с помощью насосов 1 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.

Перед закачкой в ректификационную колонну нефть нагревают в трубчатой печи до температуры 350...360°C. При этом легкие углеводороды, бензиновая, керосиновая и дизельная фракции переходят в парообразное состояние, а жидкая фаза с температурой кипения выше 350°C 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°C.

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°C.

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 газодифракционирование, 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.

Методы вторичной переработки нефти 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°C 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°C и давлении 0,1...0,6 МПа. При этом получают газ, бензин, керосиногазойлевые фракции, а также кокс.

Пиролиз – это термический крекинг, проводимый при температуре 750...900°C 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, керосиногазойлевая 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.

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.

Каталитический крекинг – это процесс разложения высокомолекулярных углеводородов при температурах 450...500°C 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°C 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°C и давлении 2...32 МПа.

Таким образом, применение гидрогенизационных процессов позволяет углубить переработку нефти, обеспечив увеличение выхода светлых нефтепродуктов.

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 арома-

тических 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 – нафтеновые 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°C 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 продукта.

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.

Деасфальтизация полугудрона производится с целью его очистки от асфальтосмолистых 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 деасфальтизации.

Очистка смазочных масел.

Для очистки смазочных масел применяют следующие процессы:

- селективную очистку растворителями;
- депарафинизацию;
- гидроочистку;
- деасфальтизацию;
- щелочную очистку.

Селективными растворителями называют вещества, которые обладают способностью извлекать при определенной температуре из нефти

7.4. 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 продуктов и, соответственно, увеличение мощностей первичной переработки нефти.

7.5. 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. 7.1).

Из таблицы 7.1 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.

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 таблице 7.1, приведены в таблице 7.2.

**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

Примечание. * В таблице приведены страны с общим объемом первичной переработки нефти 50 млн т/год и более.

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 риформинг и гидроочистка), то их, помимо перечисленных выше стран, широко применяют Япония и Южная Корея.

Нетрудно видеть, что среди крупнейших компаний больше всего (8) представителей США. 7 из 25 компаний находятся в Азиатско-Тихоокеанском регионе (по две в Китае и Японии, а также по одной в Южной Корее, Японии и Индонезии). 4 компании – западноевропейские (Нидерланды, Великобритания, Испания и Италия). Таким образом, 19 из 25 крупнейших нефтеперерабатывающих компаний мира находятся в регионах, являющихся главными потребителями нефти на нашей планете.

Таблица 7.2

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
TotalFinaElfSA	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

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 (20263,8), Сургутнефтегаз (15965,5) и др. Первая тройка российских компаний-нефтепереработчиков по своим показателям близка к мировым лидерам, приведенным в таблице 7.2.

Средний уровень загрузки российских НПЗ в 2000 г. составлял 64%. Самые высокие показатели обеспеченности нефтью были у «Киришипепф-теоргсиптез» (95,1%), Туапсинского НПЗ (88%) и «Волгоград-пепфепереработка» (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.

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%.

Контрольные вопросы

1. Какие нефтепродукты получают при переработке нефти в настоящее время?
2. В чем выражается детонационная стойкость бензинов?
3. Как называется температура, при которой пары топлива в смеси с воздухом вспыхивают при поднесении огня?
4. Перечислите основные этапы нефтепереработки?
5. С какого процесса начинается переработка нефти?
6. Назовите методы вторичной переработки нефти?
7. Какие нежелательные примеси встречаются в дистиллятах?
8. Какие процессы применяют для удаления примесей из светлых нефтепродуктов?
9. Какие процессы применяют для удаления примесей из смазочных масел?
10. Назовите основные типы НПЗ?

8. ПЕРЕРАБОТКА ГАЗОВ

8.1. 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.

8.2. 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. 8.1.

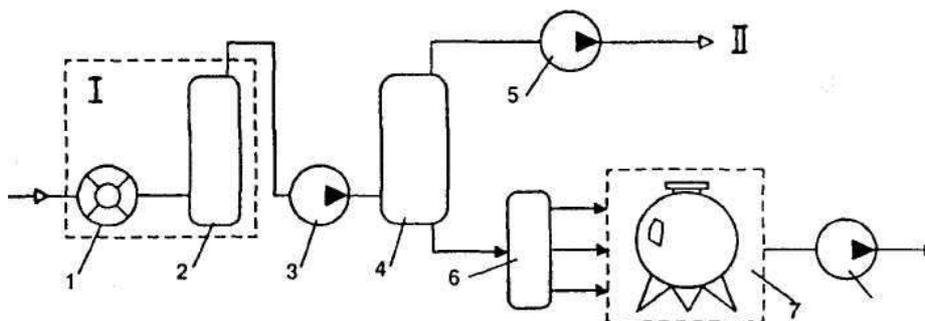


Рис. 8.1. Принципиальная технологическая схема ГПЗ:

- 1 – узел замера количества газа; 2 – установка очистки газа;
 3 – компрессорная станция; 4 – отбензинивающие установки;
 5 – компрессорная станция 2-й ступени; 6 – газодифференцирующие 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 1-й ступени 3 предназначена для перекачки сырьевого («сырого») газа. Сжатие осуществляется в одну, две или три ступени газомоторными компрессорами (10 ГК, 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 газодифференцирующие установки 6. Отбензиненный («сухой») газ компрессорной станцией N-й ступени 5 закачивается в магистральный газопровод или реализуется местным потребителям. Сбросной газ используют для топливных нужд котельной и трубчатых печей.

Газодифференцирующие 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.

8.3. 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. 8.2.

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 насы-

щенного 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.

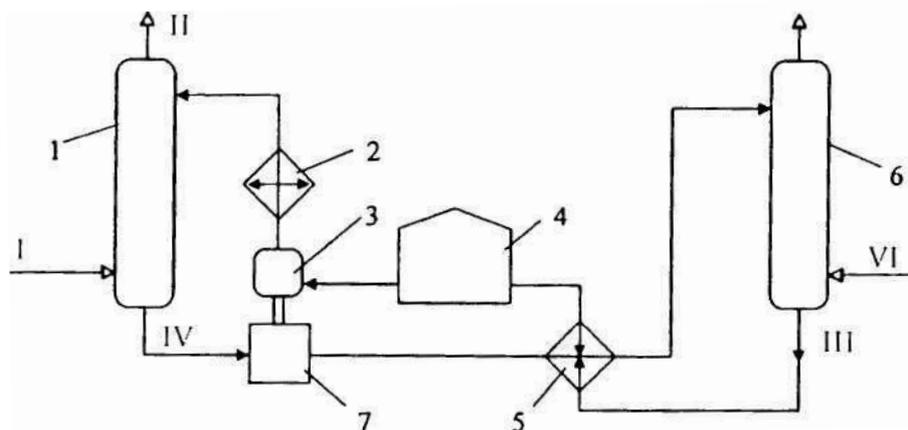


Рис. 8.2. Принципиальная схема абсорбционно-десорбционного процесса:
 1 – абсорбер; 2 – холодильник; 3 – насос; 4 – промежуточная емкость; 5 – подогреватель; 6 – десорбер; 7 – гидравлическая турбина; I – сырьевой газ; II – газ, освобожденный от целевых компонентов; III – регенерированный абсорбент; IV – насыщенный абсорбент; V – целевые компоненты; VI – десорбирующий агент

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 мое, %, граммах 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.

Принципиальная схема отбензинивания газов адсорбционным методом приведена на рис. 8.3.

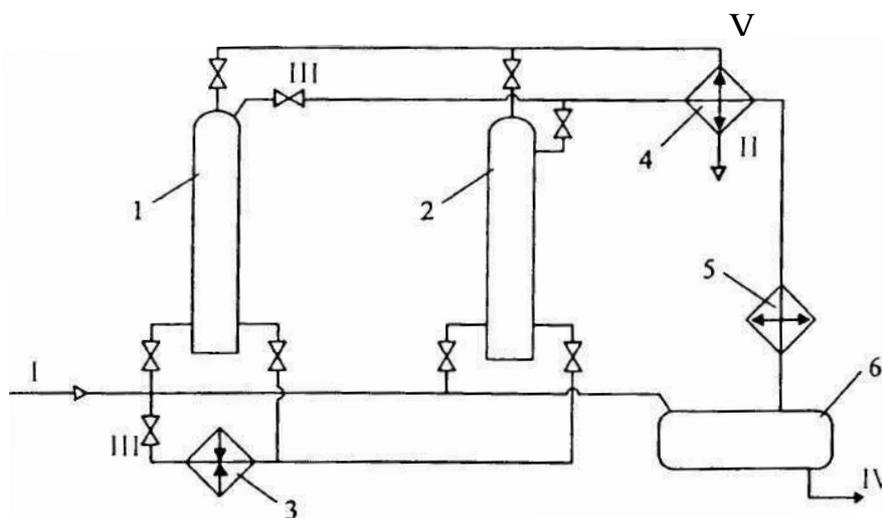


Рис. 8.3. Принципиальная схема адсорбционного отбензинивания газовой смеси:

- 1, 2 – адсорберы; 3 – подогреватель; 4, 5 – холодильники;
- 6 – конденсатосборник; I – отсепарированный от жидкости сырьевой газ;
- II – отбензиненный газ; III – регенерационный газ;
- IV – сконденсированные тяжелые углеводороды

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°С;
- 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. 8.4) 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.

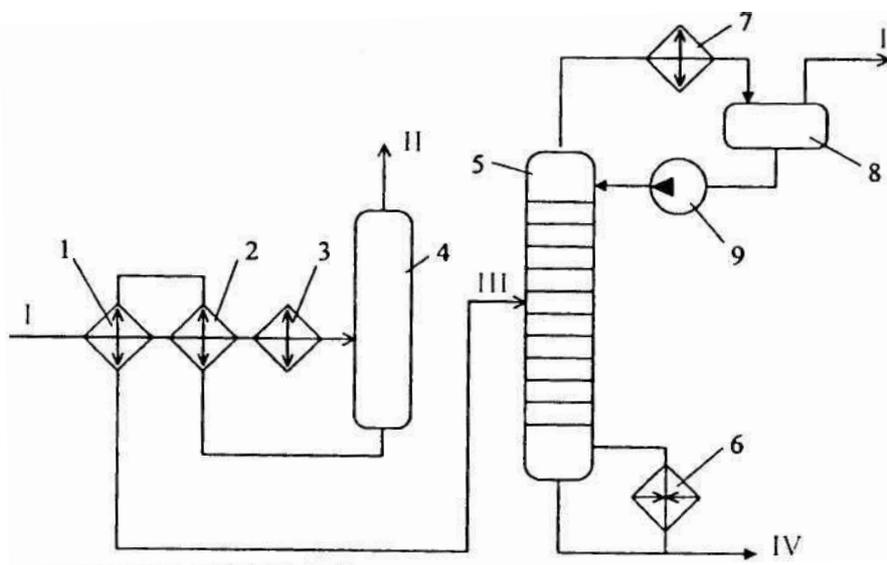


Рис. 8.4. Принципиальная схема получения деэтанализованного бензина в установке НТК:

- 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 деэтанизаторе 5 путем нагрева в кипятильнике 6. Углеводородные пары, отходящие с верха деэтанизатора, частично конденсируются в пропановом холодильнике 7 и направляются в рефлюксиую емкость 8. Отсюда несконденсировавшийся газ отводится потребителям, а жидкая фаза насосом 9 закачивается в верхнюю часть деэтанизатора в качестве орошения.

Деэтанализованный нестабильный бензин с низа деэтанизатора направляют на газодифракционирующую установку.

В схеме низкотемпературной ректификации в отличие от схемы НТК в ректификационную колонну (деэтанизатор) поступает вся газожидкостная смесь, образовавшаяся в результате компримирования и охлаждения сырьевого газа. То есть сепаратор 4 из схемы, изображенной на рис. 8.4, исключен.

Процесс НТК по сравнению с процессом НТР имеет следующие преимущества:

- благодаря предварительному отбору газовой фазы в сепараторе 4, деэтанизатор и другие аппараты установки имеют меньшие размеры;
- вследствие относительно небольшого содержания метана и этана в сырье деэтанизатора конденсацию паров в холодильнике 7 можно осуществлять при сравнительно высоких температурах – 5...– 10°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.

8.4. Газодифракционирующие 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.

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. На многоколонных ГФУ из нестабильного бензина выделяют стабильный бензин и фракции индивидуальных углеводородов. Для разделения нестабильного бензина на три компонента требуется две колонны: 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.

Контрольные вопросы:

1. Какое исходное сырье используется для переработки газов?
2. Какие процессы входят в законченный производственный цикл газоперерабатывающего завода?
3. В чем заключается суть компрессорного метода отбензинивания газов?
4. В чем заключается суть сорбционных методов отбензинивания газов?
5. В чем заключается суть конденсационного метода отбензинивания газов?

9. ХИМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

9.1. 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.

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.

Многообразие 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 бутадиен. После очистки бутадиен 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 параксилола, который, в свою очередь, получают путем каталитической переработки бензиновых фракций на установках каталитического риформинга.

9.2. 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.Кондамии 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 «смягчители» 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 -5°C , а также после пробега 2000 км (шины из натурального каучука успешно «пробежали» 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 термореактивные. **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. **Термореактивные 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 которого 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 Второй 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. и. В машиностроении из пластмасс изготавливают зубчатые и червячные колеса, шкивы, подшипники, ролики, грубы и т.д. В авиастроении 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 воздействию 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.

Контрольные вопросы:

1. Какие из производств относят к нефтехимическим?
2. Какие промышленные методы используются при производстве поверхностно-активных веществ?
3. Какие методы применяют при производстве спиртов?
4. Что означает термин полимизация?
5. Чем процесс полимеризации отличается от поликонденсации?
6. Какие наполнители используют при производстве пластмасс?
7. Какие пластификаторы используют при производстве пластмасс?
8. В чем отличия термопластичных пластмасс от термореактивных?

10. СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА

10.1. 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 земли 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, переправлялась вниз по Евфрату к городу Ур и применялась в строительном деле. Для перевозки нефти по реке строились специальные наливные сосуды (рис. 10.1). 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».



Рис. 10.1. Древнее нефтеналивное судно

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, Гнляи 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 различного размера длительное время служили емкостями для перевозимой нефти на трактах и на водных путях.

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 российского нефтеналивного флота сыграл выдающийся 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** диаметром 50 мм и длиной 6 км..

Строительство первого в мире нефтепровода было осуществлено с целью сбить высокие цены на перевозку нефти гужевым транспортом. Сама же идея транспортирования жидкости 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.

10.2. 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. 10.2): рамы 7, ходовой части 6, ударно-тяговых устройств 5, тормозного оборудования 8, котла 4, внутренней 3 и наружной 10 лестниц, устройств крепления котла к раме 11, горловины 1 и сливного прибора 9, предохранительной арматуры 2.

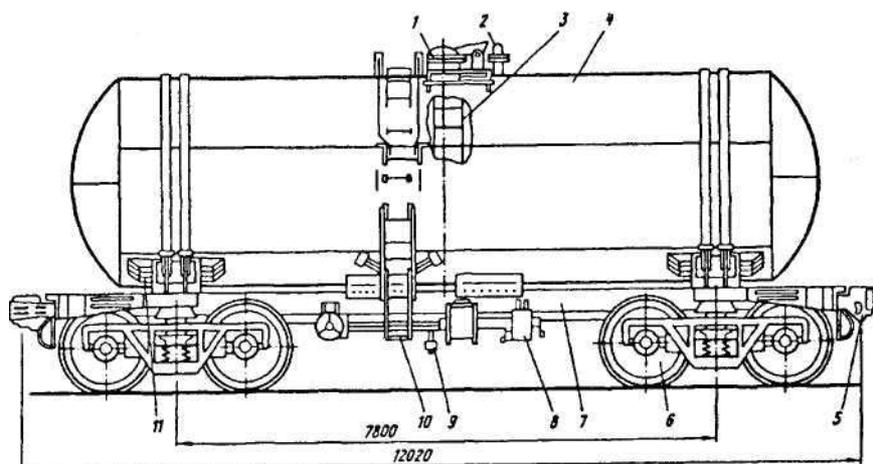


Рис. 10.2. Цистерна для перевозки бензина и светлых нефтепродуктов (модель 15-1443):

- 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

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. 10.3). 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.

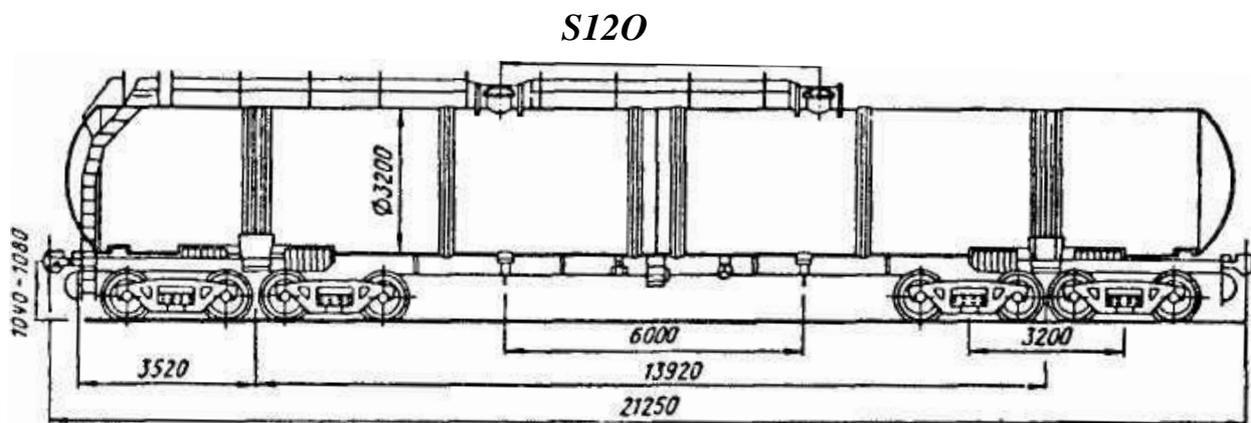


Рис. 10.3. Восьмиосная цистерна для бензина (модель 15-1500)

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 м^2 . **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 м^2 . **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 м^3 , диаметр – до $3,2 \text{ м}$.

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. 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 установлена 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, перевозя 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 танкеры СССР «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 18000 км.

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 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 РФ 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 вызывает необходимость создавать большие запасы нефтегрузов;
- медленное продвижение грузов (особенно вверх по течению рек);
- невозможность полностью использовать тоннаж судов при необходимости переборки 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.

Градация 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 ГКБ-817;
- ППЦ-16,3 – полуприцеп-цистерна вместимостью 16,3 м³.

Устройство и оборудование автоцистерн рассмотрим на примере автомобиля-цистерны АЦ-4,2-130. Он предназначен для транспортировки нефтепродуктов плотностью не более 860 кг/м^3 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, патрубков со штуцером для отвода паров, образующихся при наливке, и указатель уровня. Наливной люк в транспортном положении закрывают крышкой.

Цистерна оборудована двумя пенами 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.

Основными элементами автоцистерны для перевозки сжиженных газов являются:

- наружный стальной кожух, внутри которого на 6 вертикальных цепях подвешен латунный сосуд емкостью $2,6 \text{ м}^3$;
- 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 перекачки жидкости.

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 оттого, 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.

10.3. Область применения различных видов транспорта

Различные виды транспорта энергоносителей применяются как в чистом виде, так и в комбинации друг с другом.

Транспортировка нефти. Нефть 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 в РФ в период с 1960 по 1980 г. представлена в таблице 10.1. 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.

Иная картина с поставками нефти на экспорт. В 2003 г. по 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.

Таблица 10.1

**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	%								
Железнодорожный	36,5	22,3	50,3	18,7	59,6	15,0	59,3	11,0	37,7	6,0
Морской	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

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 России 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 пере-

возок, тем больше требуется железнодорожных цистерн, танкеров и барж для доставки одного и того же количества нефтепродуктов. Кроме того, при перевалках возникают дополнительные потери грузов.

Несмотря на то, что 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.

Контрольные вопросы

1. Какие способы транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа используют в настоящее время?
2. Какие виды цистерн используют для перевозки энергоносителей?
3. В чем заключаются преимущества и недостатки железнодорожного транспорта углеводородов?
4. В чем заключается отличие танкеров от барж?
5. В чем заключаются преимущества и недостатки водного транспорта углеводородов?
6. По каким признакам классифицируют автомобильные цистерны?
7. В чем заключаются преимущества и недостатки автомобильного транспорта углеводородов?
8. Из каких элементов состоит система транспортирования углеводородов по трубопроводам?
9. В чем заключаются преимущества и недостатки трубопроводного транспорта углеводородов?

11. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ

11.1. Развитие нефтепроводного транспорта в России

В развитии нефтепроводного транспорта России, так же как и в развитии нефтяной промышленности, можно выделить 5 периодов: дореволюционный, довоенный, военный, период 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, но именно в России 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 г. (для майкопской нефти) от станицы Ширванской до Екатеринодара (ныне Краснодар), протяженностью 110 км; в 1912 году – от Ширванской до Туапсе (103 км); в 1914 году – от Пстровска (ныне Махачкала) до Грозного (165 км) и от Доссора на Эмбедо 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 РФ не строились, т.к. 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 ППЗ.

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 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 России 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 Нижневартовск – 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.), Нижневартовск – 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, – Красноленинский – 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 период. 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 стали локальные сети нефтеснабжения Волго-Уральского региона, сформированные нефтепроводами диаметром до 500 мм и небольшой протяженности, а также первый экспортный нефтепровод «Дружба-1».

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 па отечественные НПЗ и на экспорт, составлена из трубопроводов следующих направлений (рис. 11.1):

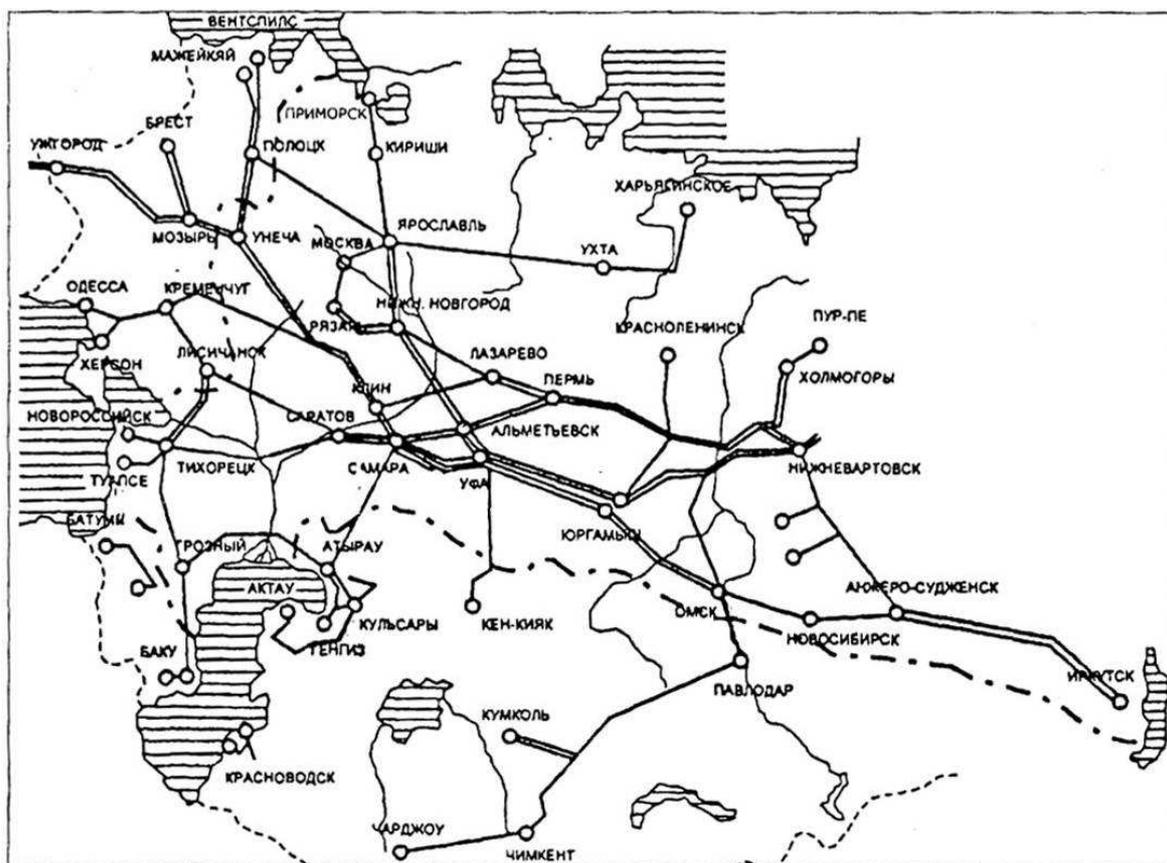


Рис. 11.1. Схема трубопроводов АК «Транснефть»

• **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.

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.

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». 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 обслужива-

ния. Созданный в мае 1991 г. Центр технической диагностики обеспечил практически полную диагностику магистральных нефтепроводов, что обеспечило их своевременный ремонт во избежание аварий. В таблице 11.1 приведены сведения о крупнейших нефтепроводах в системе АК «Транснефть». Для сравнения в таблице 11.2 дана информация о крупнейших нефтепроводах в различных странах мира. Как видно из сравнения таблиц 11.1 и 11.2, крупнейшие нефтепроводы мира сосредоточены, в основном, в РФ. А сама система нефтепроводов АК «Транснефть» является уникальной и не имеет аналогов в мире.

Таблица 11.1

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
Нижевартовск – Курган – Куйбышев	1220	2150	1976
Сургут – Горький – Полоцк	1020	3250	1979-1981

Таблица 11.2

Крупнейшие нефтепроводы за рубежом

Нефтепровод	Страна	Диаметр, мм	Длина, км
Трансаляскинский	США	1220	1280
Сальяко – Байе – Бланка	Аргентина	356	630
Рио-де-Жанейро – Белу – Оризонти	Бразилия	457	370
Сикуко – Ковеньяс	Колумбия	307	534
Южноевропейский (порт Лаверт – Страсбург, Карлсруэ)	Западная Европа	864	772
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 построен нефтепровод Ангарск – Находка с отводом на Дацин (Китай).

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 нефтегазоносной 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.

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.

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.

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 Туркме-

набада пересек почти весь Туркменистан в направлении Каспийского моря до соединения с новым нефтепроводом, который протянут из Западного Казахстана.

Пока конечной точкой магистрали планируется 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.

11.2. 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°C колеблется в пределах от 760 до 940 кг/м³ (табл. 11.3). С увеличением температуры она уменьшается по линейному закону. От правильного определения плотности нефти в резервуарах зависит точность ее учета, а, в конечном счете – прибыль предприятия.

Таблица 11.3

Основные параметры нефтей России

Нефтеперерабатывающий район	Плотность при 20°C, кг/м ³	Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с	Температура застывания, °C	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...84Э	6,2...13,8	-10...-40	2,0...10,4
Татарстан	846...910	8,7...98,3	-30...-52	3,5.5,1
Чечня	78Э...924	3,0...163,4	-4...-60	ОД.,8,5
Области:				
Астраханская	762...87Э	1,3.13,6	-40...30	ЗД.,26,0
Волгоградская	798...923	3,0... 163,4	-60...-4	0.8..Д5
Куйбышевская	790...882	2,5...27,1	-34.9	2,9.10,2
Оренбургская	808...933	4,2...57,4	-56...-15	1Д..7Д
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..Д3
Ставропольский	803.862	5Д..11.7	4...2Э	6,5...23,6

Для определения плотности в лабораторных условиях, как правило, пользуются ареометром. Он представляет собой стеклянный поплавоч с градуированной 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.

Все типы жидкостей (в том числе и нефти) делятся на два класса: ньютоновские 1 и неньютоновские (пластичные 2, псевдопластичные 3 и дилатантные 4) (рис. 11.2). Мы привыкли иметь дело с ньютоновскими жидкостями (вода, светлые нефтепродукты, маловязкие нефти и т.п.), для которых зависимость имеет вид прямой линии, выходящей из начала координат. Тангенс угла наклона этой прямой, определяемый как отношение $\tau/\dot{\gamma}$, есть **динамическая вязкость μ** . Для ньютоновских жидкостей она не зависит от градиента скорости сдвига.

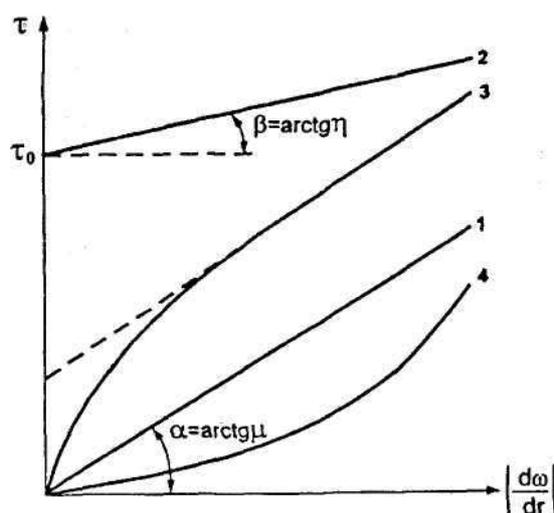


Рис. 11.2. Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей:

- 1 – ньютоновских; 2 – пластичных (бингамовских);
3 – псевдопластичных; 4 – дилатантных

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 достигает 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.

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.

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, V). Так, переходы нефтепроводов через водные преграды имеют категории V и I, переходы через болота различных типов – V, II и III, переходы под автомобильными и железными дорогами – I и III и т.д.

Поэтому толщина стенки магистральных нефтепроводов на их протяжении неодинакова.

11.3. 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.

11.4. Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода

Магистральный нефтепровод, в общем случае, состоит из следующих комплексов сооружений (рис. 11.3):

- подводящие трубопроводы;
- головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС);
- конечный пункт;
- линейные сооружения.

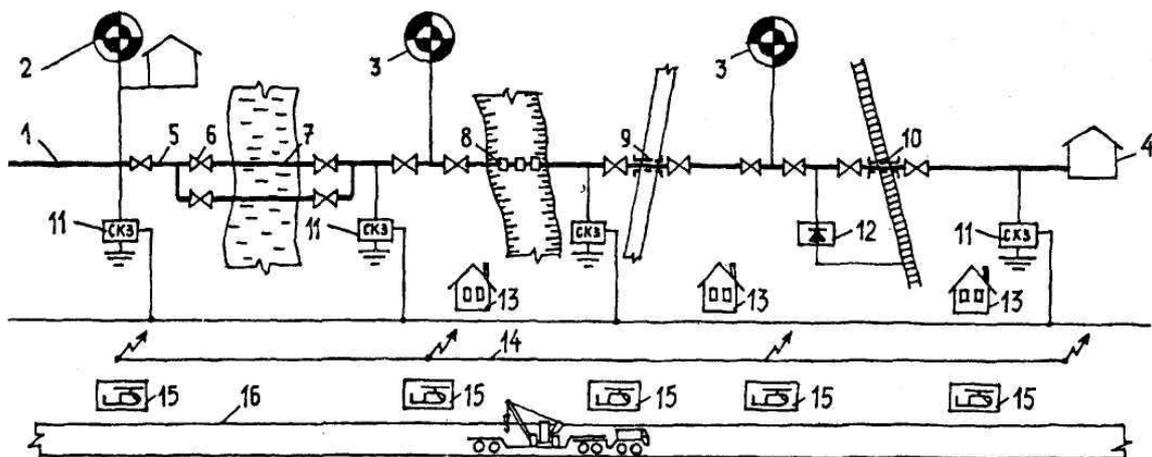


Рис. 11.3. Состав сооружения магистрального нефтепровода:

- 1 – подводящий трубопровод; 2 – головная нефтеперекачивающая станция;
- 3 – промежуточная нефтеперекачивающая станция; 4 – конечный пункт;
- 5 – линейная часть; 6 – линейная задвижка; 7 – дюкер; 8 – надземный переход;
- 9 – переход под автодорогой; 10 – переход под железной дорогой;
- 11 – станция катодной защиты; 12 – дренажная установка; 13 – дом обходчика;
- 14 – линия связи; 15 – вертолетная площадка; 16 – вдольтрассовая дорога

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. 11.4.

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.

Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов.

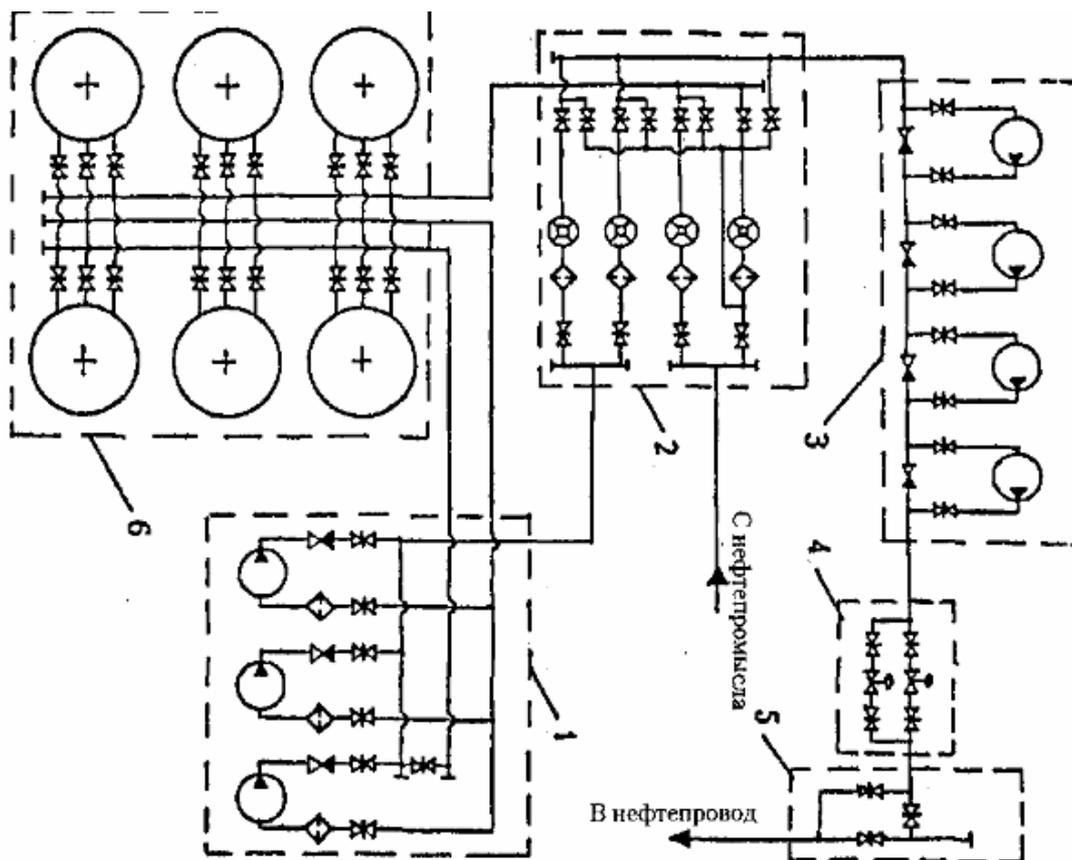


Рис. 11.4. Технологическая схема головной НПС:
 1 – подпорная насосная; 2 – площадка фильтров и счетчиков;
 3 – магистральная насосная; 4 – площадка регуляторов давления;
 5 – площадка пуска скребков; 6 – резервуарный парк.

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. 11.5. 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.

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.

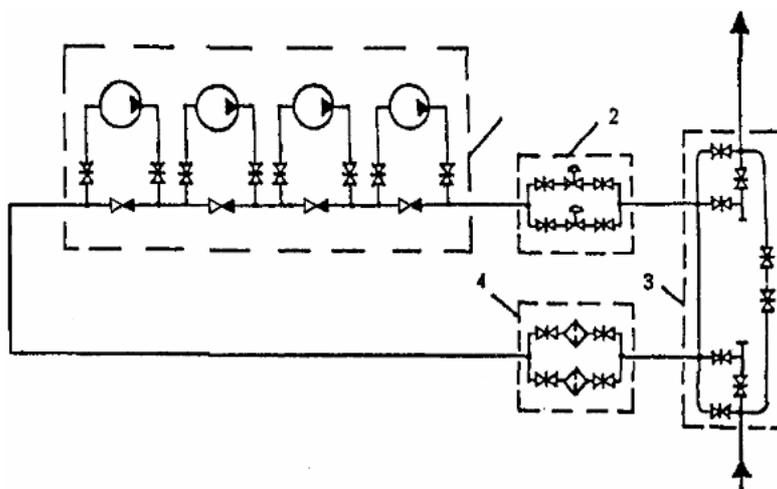


Рис. 11.5. Технологическая схема промежуточной перекачивающей станции:

- 1 – магистральная насосная; 2 – площадка регуляторов давления;
3 – площадка приема и пуска скребка; 4 – площадка с фильтрами-грязеуловителями

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 обеим 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 шоссейных 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.

11.5. 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 разлива не менее чем на 0,2 м ниже низшей планировочной отметки прилегающей площадки. Остальные резервуары относятся к **наземным**.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей (типа РВС) являются наиболее распространенными. Они представляют собой 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 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. 11.6). 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. 11.7): 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.

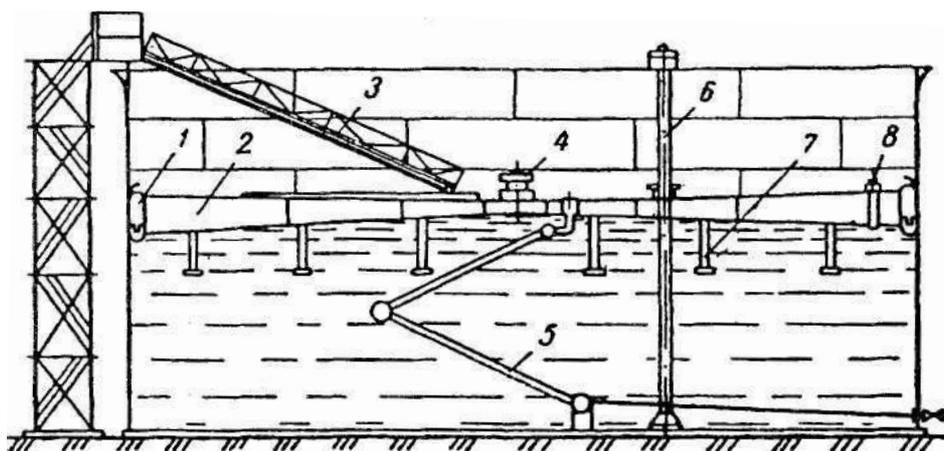


Рис 11.6. Резервуар с плавающей крышей:
 1 – уплотняющий затвор; 2 – крыша; 3 – шарнирная лестница;
 4 – предохранительный клапан; 5 – дренажная система;
 6 – труба; 7 – стойки; 8 – люк

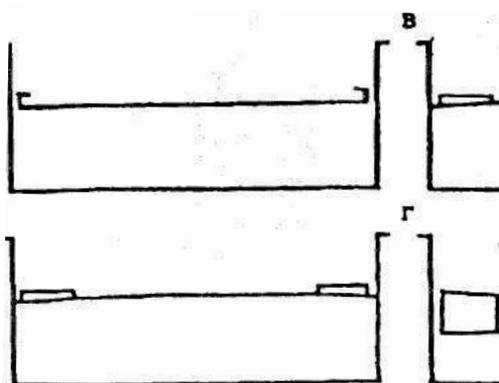


Рис. 11.7. Схемы основных типов плавающих крыш:
 а) дисковая; б) однослойная с кольцевым коробом;
 в) однослойная с кольцевым и центральным коробами; г) двухслойная

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. 11.7).

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. 11.8). Подобно плавающей крыше, понтоны перемещаются по направляющим трубам 6, снабжены опорными стойками 9 и уплотняющими затворами 1, 7, тщательно заземлены.

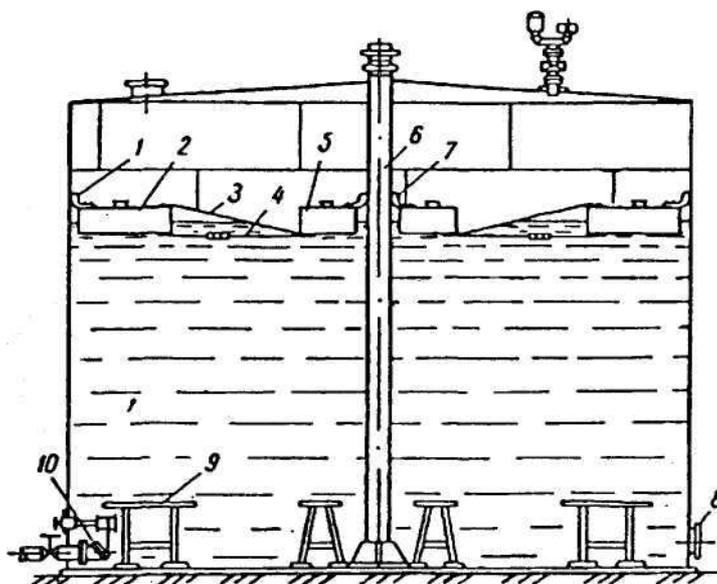


Рис. 11.8. Резервуар с плавающим металлическим понтоном:

- 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 хлопушкой

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 РС) 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. 11.9). 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.

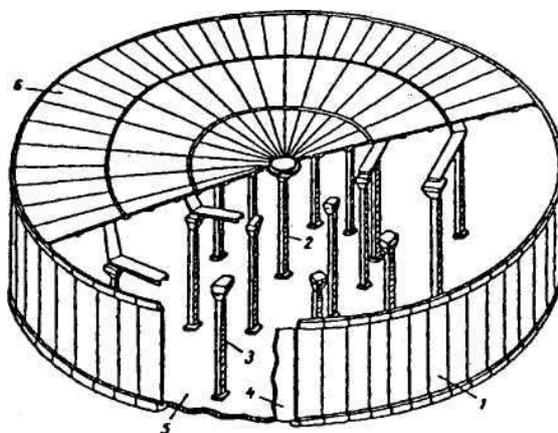


Рис. 11.9. Общий вид сборного цилиндрического железобетонного резервуара:

- 1 – боковые панели; 2 – центральная опорная колонна;
- 3 – периферийная опорная колонна; 4 – металлическая облицовка;
- 5 – монолитное железобетонное днище; 6 – крыша

Цилиндрические резервуары типа ЖБР сооружают объемом от 100 до 40000 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.

11.6. Системы перекачки

В зависимости от того, как организовано прохождение нефти через нефтеперекачивающие станции различают следующие системы перекачки (рис. 11.10):

- постанционная;
- через резервуар станции;
- с подключенными резервуарами;
- из насоса в насос.

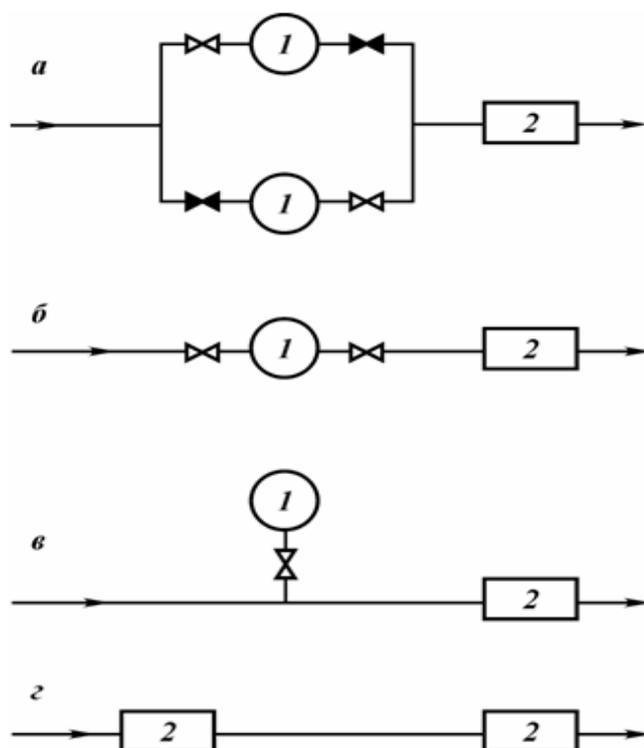


Рис. 11.10. Основные технологические схемы перекачки нефти:
a – постанционная; *б* – через резервуар; *в* – с подключенным резервуаром;
г – «из насоса в насос»

При **постанционной** системе перекачки (рис. 11.10 *a*) 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. 11.10 *б*) 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. 11.10 в). 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. 11.10. г). В этом случае резервуары промежуточных станций задвижками отключаются от магистрали и используются только для приема нефти во время аварии или ремонта. 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.

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».

11.7. 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 асфальтосмолистых веществ последние, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют образованию прочной структурной решетки.

Первые в России 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 и за рубежом. Например, высокопарафинистая мангыш-лакская 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»;
- послойная перекачка нефти и воды.

Еще в 1906 г. И. Д. Исаак осуществил в США перекачку высоковязкой ($\nu = 25 - 10^4 \text{ м}^2/\text{с}$) 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 РФ 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, добиваются 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. Асфальтосмолистые 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 Российская 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% масс. По внешнему виду они представляют собой парафинообразную массу, приобретающую подвижность лишь при 50...60°C.

Присадки вводятся в нефть при температуре 60...70°C, 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 высокозастывающих 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.

Контрольные вопросы

1. Какие можно выделить периоды в развитии трубопроводного транспорта нефти в России?
2. Какие магистральные нефтепроводы проходят по территории Беларуси?
3. Какие свойства нефти влияют на технологию ее транспортировки?
4. На какие группы делят нефтепроводы по назначению?
5. Какие операции проводятся на головной нефтеперекачивающей станции?
6. Что является конечным пунктом магистрального нефтепровода?
7. Для чего на магистральных нефтепроводах устанавливают станции катодной защиты?
8. Для чего служат резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов?
9. Какие резервуары относят к подземным?
10. Каким образом из резервуаров происходит удаление подтоварной воды?
11. Для каких целей в резервуарах сооружают понтон или плавающую крышу?
12. Какие существуют системы перекачки нефти?
13. Почему основной схемой перекачки является схема «из насоса в насос»?
14. Какие существуют методы перекачки высоковязких нефтей?
15. В чем заключается суть термообработки высоковязкой нефти?

12. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

12.1. 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 РФ 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 Михайлове – Батуми длиной 228 км – через Сурамский перевал. В 1904 г. был открыт участок керосинопровода Аг-Тагля – Михайлове, 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 ос-

тальном 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.

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 России 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 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 перестал 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 осажженный 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, и 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 России 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 то-

му, 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 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 таблице 12.1.

Таблица 12.1

**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 в настоящее время осуществляет акционерная компания «Транснефтепродукт» являющейся дочерней компанией ОАО «Транснефть».

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.

Общий объем транспорта нефтепродуктов в 2003 г. составил 26,9 млн т, в том числе на экспорт – 16,7 млн т.

12.2. 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°C находится в пределах 725...860 кг/м³ (табл. 12.2). С увеличением температуры она уменьшается.

Вязкость светлых нефтепродуктов при 20°C 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 понимают 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 12.2

**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	ЗД..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

12.3. 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, 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.

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 ГПС, 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 8НДвН, 12НДсН, 14НДсН.

В качестве привода насосов используются синхронные и асинхронные электродвигатели в обычном и взрывобезопасном исполнении.

12.4. 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 Л. А. Кашеев организовал последовательную перекачку прямым контактированием взаиморастворимых керосина и газойля. Однако следует отметить, что еще в 1927 г. в РФ 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 увидел потребность в раз-

работке нового способа транспорта нефтепродуктов, разработал его теоретически, обосновал экономически и довел до практической реализации.

В 1943 г. технология последовательной перекачки была узаконена: Главнефтьесбыт 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.

Последовательность партий нефтепродуктов в цикле формируется с учетом их состава, свойств и качества. Рекомендуются 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. 12.1.

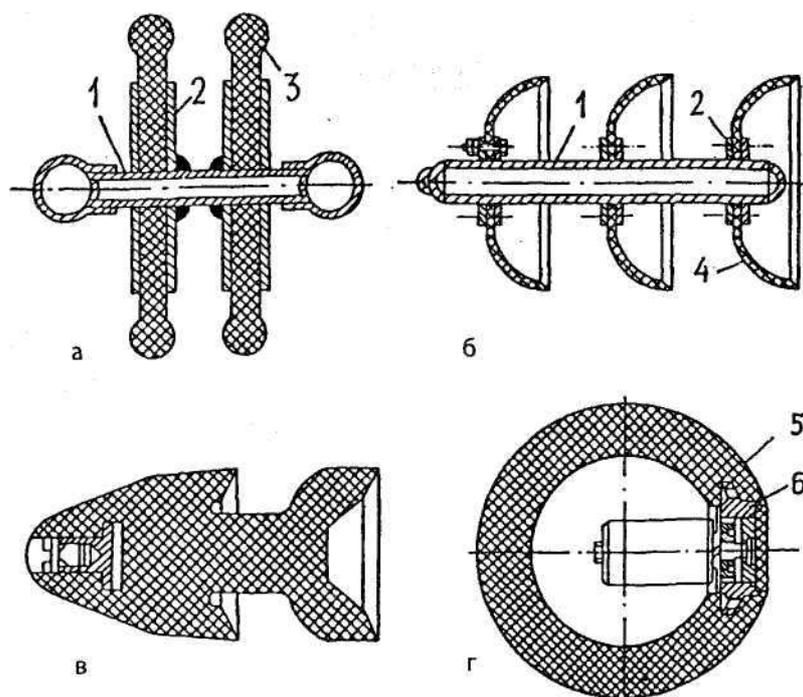


Рис. 12.1. Разделители, применяемые при последовательной перекачке:
a – дисковый; *б* – манжетный; *в* – литой манжетный; *г* – шаровой;
 1 – штанга; 2 – металлический диск; 3 – диск из упругого материала;
 4 – манжета; 5 – толстостенная оболочка; 6 – обратный клапан

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 плот-

ности, 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.

Контрольные вопросы

1. Какие можно выделить периоды в развитии трубопроводного транспорта нефтепродуктов в России?
2. Как развивался трубопроводный транспорт нефтепродуктов в период до распада СССР?
3. Какие магистральные нефтепродуктопроводы проходят по территории Беларуси?
4. Какие свойства нефтепродуктов влияют на технологию их транспортировки?
5. Как учитывается при транспорте нефтепродуктов их испаряемость?
6. Что входит в состав системы магистрального транспорта нефтепродуктопровод?
7. В чем заключается суть метода последовательной перекачки нефтепродуктов?
8. Что является конечным пунктом магистрального нефтепродуктопровода?
9. Какой метод применяют для уменьшения объема смеси нефтепродуктов при последовательной перекачке?

13. ХРАНЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

13.1. 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 100000;
- II 20000...100000;
- III а 10000...20000;
- III б 2000...10000;
- III в до 2000 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 железно-

дорожных магистралей, промежуточных перекачивающих станций нефтепродуктопроводов. 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.

13.2. 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.

13.3. 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:

- 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 повреждении резервуаров.

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.

13.4. 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 хлопушки на конце приемораздаточных патрубков устанавливается подъемная труба, благодаря которой из резервуаров откачивается чистый отстоявшийся нефтепродукт из верхних слоев (рис. 13.1).

Располагаются резервуары на территории нефтебаз группами: отдельно для светлых нефтепродуктов, отдельно – для темных.

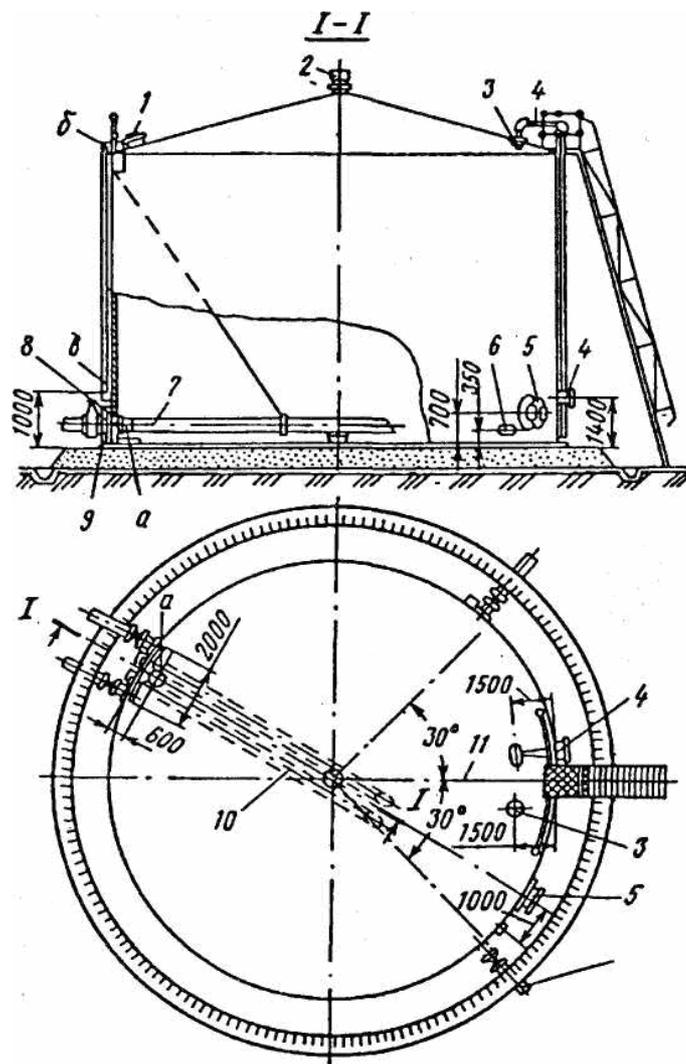


Рис. 13.1. Схема расположения оборудования на вертикальных резервуарах для высоковязких нефтепродуктов:

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 приемо-раздаточных патрубков по отношению к оси лестницы

13.5. Автозаправочные станции

Автозаправочные станции (АЗС) предназначены 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 раздаточных 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 маслораздаточные колонки;
- помещения для обслуживающего персонала;
- другие помещения в соответствии с дополнительными функциями, выполняемыми АЗС.

Принципиальная схема стационарной АЗС приведена на рис. 13.2. 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 топливораздаточной колонки 7, связанной с резервуаром трубопроводом, на котором смонтирован приемный клапан 3, и углового предохранителя 4. «Дыхания» резервуаров осуществляются через клапан 6.

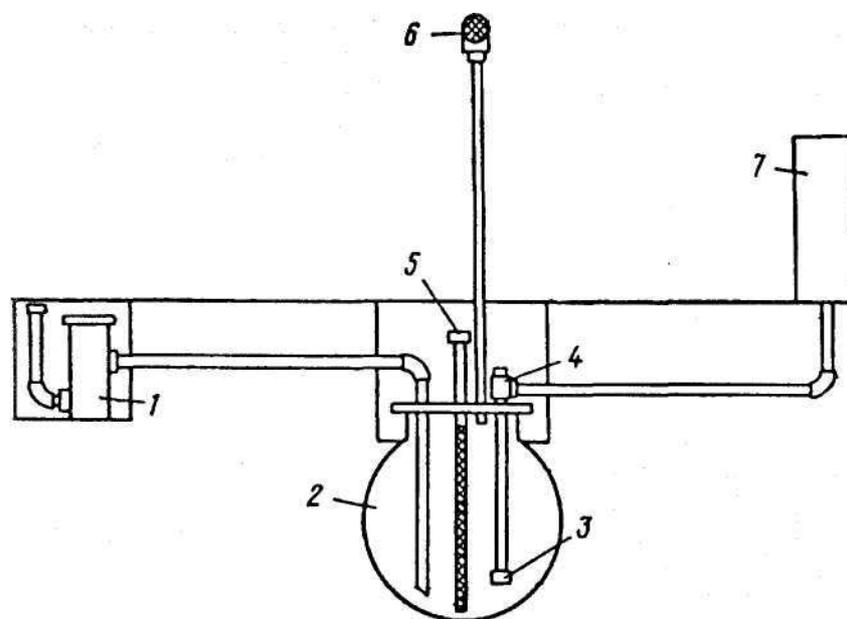


Рис. 13.2. Принципиальная схема АЗС:

- 1 – сливное устройство; 2 – резервуар для топлива; 3 – клапан приемный;
 4 – противозрывник угловой; 5 – замерное устройство; 6 – клапан дыхательный;
 7 – топливораздаточная колонка

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, распределяются следующим образом: 75% – под бензины, 15% – под дизельное топливо и до 10% – под масла.

Резервуары АЗС рассчитаны на избыточное давление 700000 и вакуум-1000 Па.

Замерное устройство 5 служит для замеров уровня взлива нефтепродукта в резервуаре. Оно обеспечивает вертикальное направление замерной 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 корпуса 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 резинотканевые 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 этим потери.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение нефтебаз?
2. На какие классы делят нефтебазы по грузообороту?
3. Для каких целей предназначены перевалочные нефтебазы?
4. Перечислите основные операции, проводимые на нефтебазах?
5. На какие зоны разделена территория нефтебаз?
6. Для чего предназначена оперативная зона нефтебазы?
7. Какие сооружения входят в состав автозаправочных станций?
8. На какое давление рассчитаны резервуары автозаправочных станций?

14. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА

14.1. Развитие трубопроводного транспорта газа

Еще в древности «горючий воздух» – природный газ, вырывающийся из вулканических трещин, собирали с помощью тростниковых трубочек в кожаные бурдюки и на вьючных 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 гг. 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 месторож-

дений были проложены газопроводы Ишимбай – Магнитогорск, Шкапово – Ишимбай, Казань – Горький, Саратов – Вольск, Муханово – Куйбышев, Серпухов – Ленинград и ряд других.

Если в прежние годы в РФ 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 РФ 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. 14.1).

Таблица 14.1

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 России 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 РФ приведены в таблице 14.2.

Таблица 14.2

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. 14.1) – это широко разветвленная сеть магистральных газопроводов, обеспечивающих потребителей газом с газовых месторождений Тюменской области, Республики Коми, Оренбургской и Астраханской областей.

Протяженность газопроводов, находящихся в ведении РАО «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.

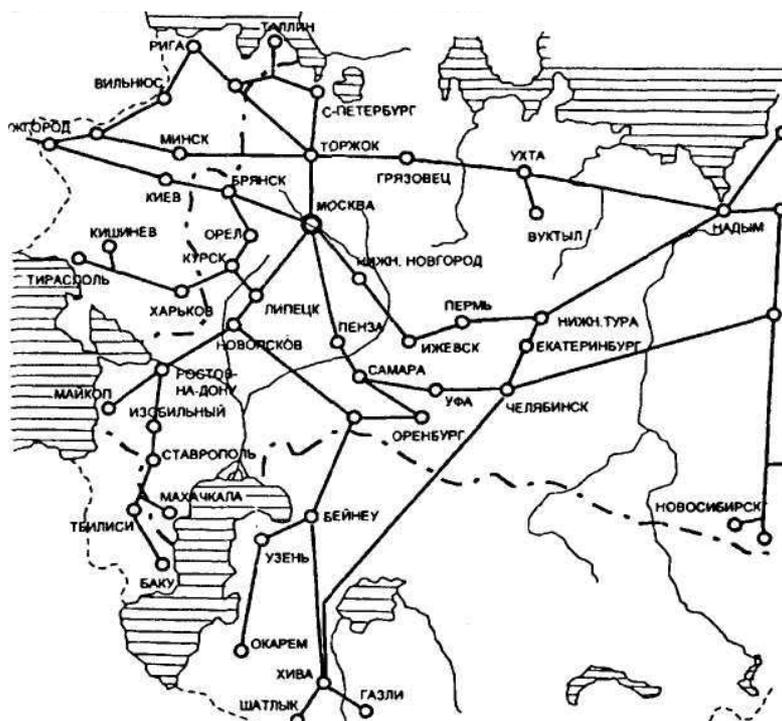


Рис. 14.1. Схема важнейших газопроводов России

Главной задачей РАО «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.

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.

14.2. 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 , величина которого зависит от давления и температуры газа. Например, при давлении 5,15 МПа и температуре 0°C величина $D = 3,8$ град/МПа. Если дросселировать давление газа с 5,15 МПа до атмосферного, его температура вследствие проявления эффекта Джоуля-Томсона понизится примерно на 20 градусов.

14.3. 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 класс от 2,5 до 10 МПа включительно; II класс от 1,2 МПа до 2,5 МПа включительно.

Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным. Это внутривзрывные, внутривзрывные, 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: V, I, II, III и IV. Категория газопроводов определяется способом прокладки, диаметром и условиями монтажа.

14.4. Основные объекты и сооружения магистрального газопровода

В состав МГ входят следующие основные объекты (рис. 14.2):

- 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.

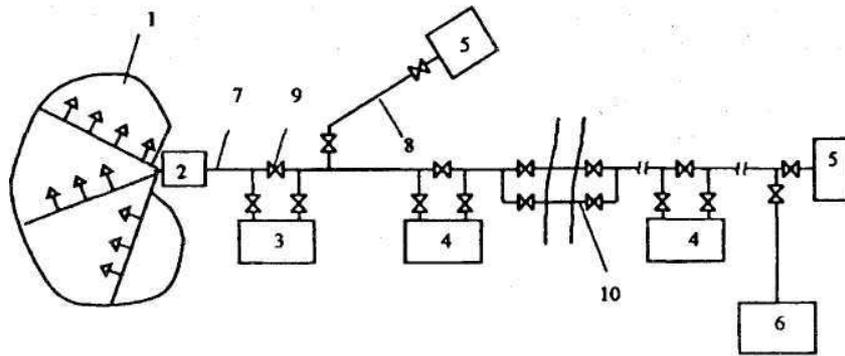


Рис. 14.2. Схема магистрального газопровода:
 1 – газосборные сети; 2 – промышленный пункт сбора газа;
 3 – головные сооружения; 4 – компрессорная станция;
 5 – газораспределительная станция; 6 – подземные хранилища;
 7 – магистральный трубопровод; 8 – ответвления от магистрального трубопровода;
 9 – линейная арматура; 10 – двухниточный проход через водную преграду

Принципиальная технологическая схема компрессорной станции приведена на рис. 14.3.

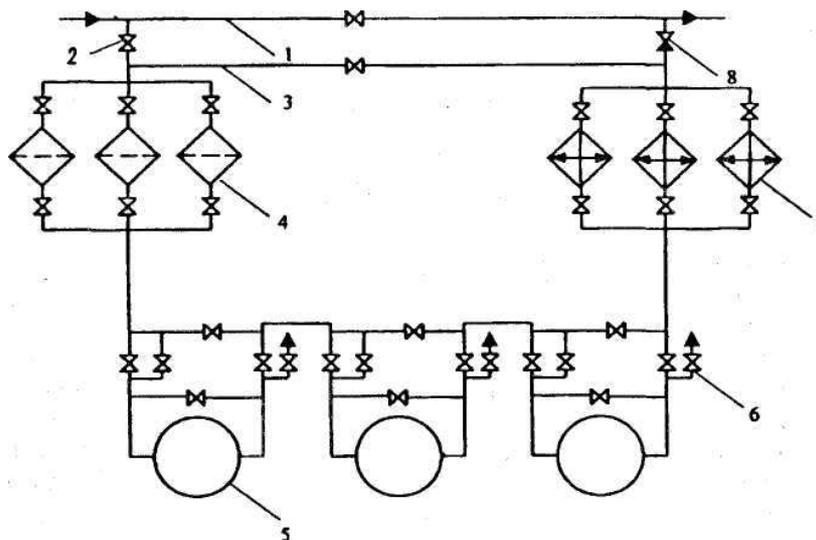


Рис. 14.3. Технологическая схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями:
 1 – магистральный газопровод; 2 – кран; 3 – байпасная линия;
 4 – пылеуловители; 5 – газоперекачивающий агрегат; 6 – продувные свечи;
 7 – АВО газа; 8 – обратный клапан

Газ из магистрального газопровода 1 через открытый 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. 14.4.

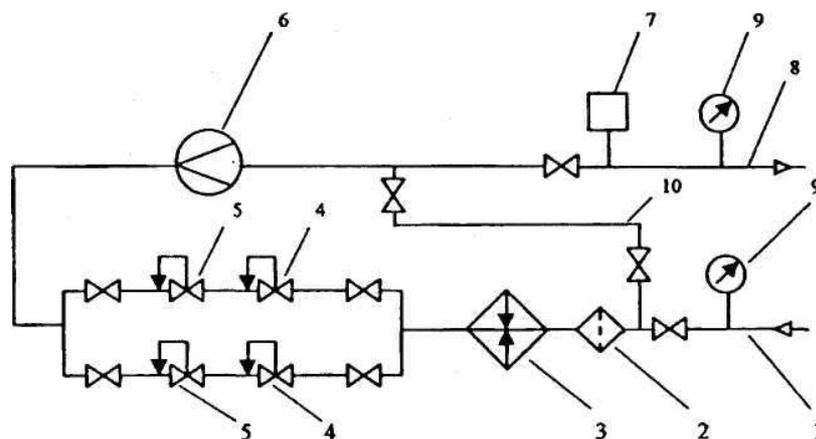


Рис. 14.4. Принципиальная схема ГРС:

- 1 – входной трубопровод; 2 – фильтр; 3 – подогреватель газа;
- 4 – контрольный клапан; 5 – регулятор давления типа «после себя»;
- 6 – расходомер газа; 7 – одоризатор; 8 – выходной трубопровод;
- 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.

Контрольные вопросы

1. Какие этапы можно выделить в развитии трубопроводного транспорта газа в России?
2. Какие свойства газа влияют на технологию его транспорта?
3. В чем заключается эффект Джоуля-Томпсона?
4. С какой целью природный газ подвергается осушке?
5. На какие классы делятся магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления?
6. Какие объекты и сооружения входят в состав магистрального газопровода?
7. Для чего в составе магистральных газопроводов служат газораспределительные станции?
8. Каким образом осуществляется компенсация неравномерности газопотребления?
9. С какой целью осуществляется одоризация газа?

15. ХРАНЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗА

15.1. 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 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 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 аккумулирования 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.

15.2. Хранение газа в газгольдерах

Газгольдерами называют сосуды большого объема, предназначенные для хранения газов под давлением. Различают газгольдеры низкого (4000 Па) и высокого (от $7 - 10^4$ до 30^4 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. 15.1 *а*) 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. 15.1 *б*) 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.

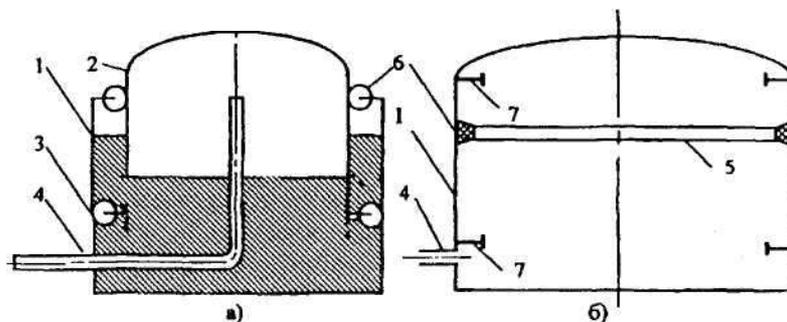


Рис. 15.1. Принципиальная схема газгольдеров низкого давления:
а – мокрый; *б* – сухой; 1 – резервуар; 2 – колокол; 3 – ролики;
 4 – газопровод; 5 – шайба; 6 – уплотнение; 7 – ограничитель хода

Недостатком газгольдеров низкого давления является то, что они обладают относительно низкой аккумулирующей 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 м^3 под давлением 4000 Па можно хранить 104 м^3 газа, то в газгольдере с давлением $1,6 \text{ МПа}$ того же геометрического объема – 1700 м^3 , т.е. почти в 17 раз больше.

Газгольдеры высокого давления бывают цилиндрические и сферические. **Цилиндрические газгольдеры** (рис. 15.2) имеют геометрический объем от 50 до 270 м^3 . Поскольку у всех них внутренний диаметр равен $3,2 \text{ м}$, 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 .

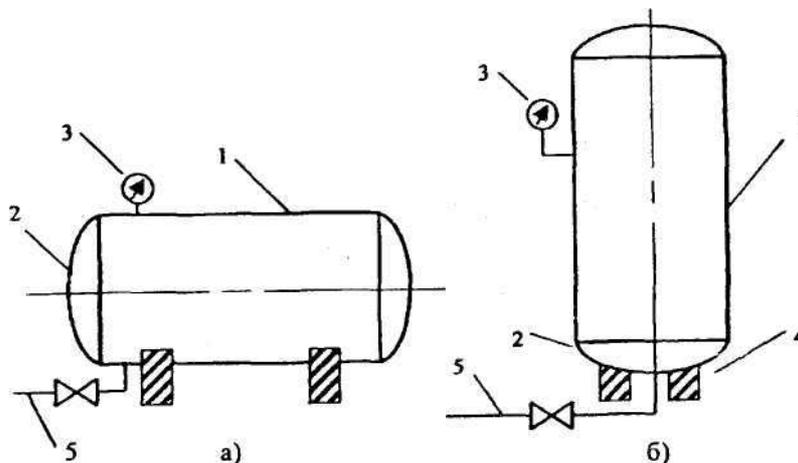


Рис. 15.2. Цилиндрические газгольдеры высокого давления:
а – горизонтальный; б – вертикальный;
1 – обечайка; 2 – днище; 3 – манометр;
4 – фундамент; 5 – соединительный газопровод

Сферические газгольдеры в нашей стране имеют геометрический объем от 300 до 4000 м^3 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 сфериче-

ские газгольдеры из отдельных лепестков, раскрытых 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.

15.3. 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 РФ 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. па 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. 15.3. Газ из магистрального газопровода 1 по газопроводу-отводу 2 поступает на компрессорную станцию 4, предварительно пройдя очистку в пылеуловителях 3. Сжатый и нагретый 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.

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. 15.3 не показано).

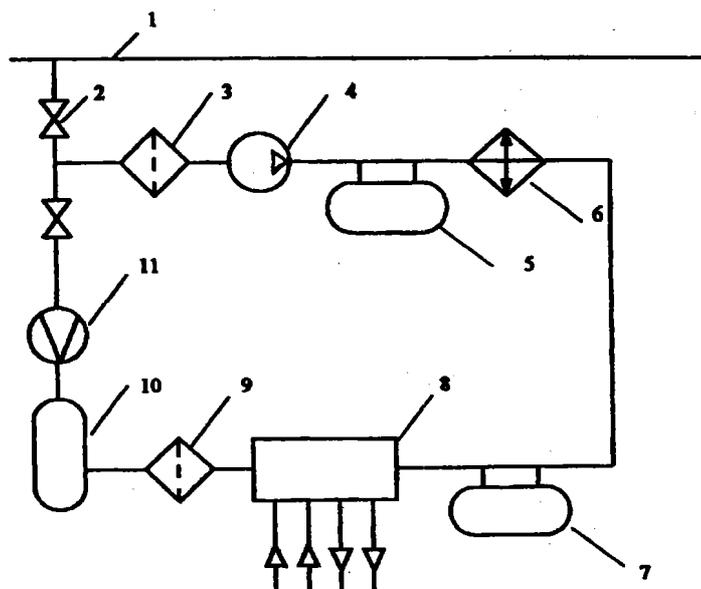


Рис. 15.3. Принципиальная схема наземных сооружений ПХГ:
 1 – магистральный газопровод; 2 – газопровод-отвод; 3, 9 – пылеуловители;
 4 – компрессорная станция; 5 – сепаратор; 6 – холодильник (градирня);
 7 – маслоотделитель; 8 – газораспределительный пункт;
 10 – установка осушки газа; 11 – расходомер

Очистка газа от пыли, окалины 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.

15.4. Газораспределительные сети

Газораспределительной сетью называют систему трубопроводов и оборудования, служащую для транспорта и распределения газа в населенных пунктах.

Газ в газораспределительную сеть поступает из магистрального газопровода через газораспределительную станцию. **В зависимости от давления** различают следующие типы газопроводов систем газоснабжения:

– газопроводы высокого давления I категории – при рабочем давлении газа свыше 0,6 МПа (6 кг/см²) до 1,2 МПа (12 кг/см²) включительно для природного газа и газоздушных смесей и до 1,6 МПа (16 кг/см²) для сжиженных углеводородных газов (СУГ);

– газопроводы высокого давления II категории – при рабочем давлении газа свыше 0,3 МПа (3 кг/см²) до 0,6 МПа (6 кг/см²);

– газопроводы среднего давления – при рабочем давлении газа свыше 0,005 МПа (500 мм вод.ст.) до 0,3 МПа (3 кг/см²);

– газопроводы низкого давления при рабочем давлении до 0,005 МПа (0,05 кг/см²) включительно.

В зависимости от числа ступеней понижения давления в газопроводах системы газоснабжения населенных пунктов бывают одно-, двух- и трехступенчатые:

1) одноступенчатая – 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. 15.4 а) 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. 15.4 б) – это система газоснабжения, где подача и распределение газа потребителям осуществляются по газопроводам и низкого, и среднего, и высокого давлений; она рекомендуется для больших городов.

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.

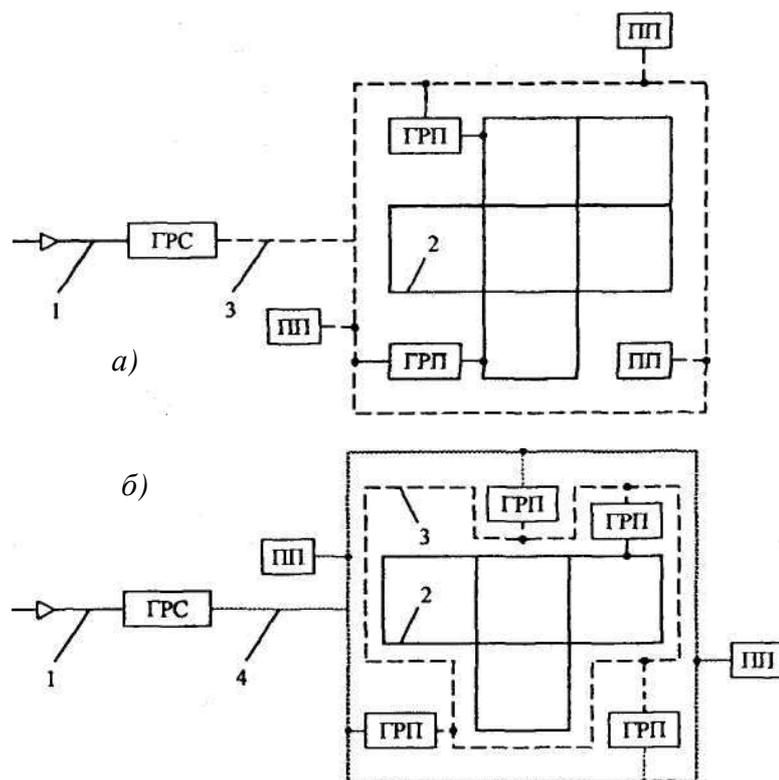


Рис. 15.4. Система газоснабжения населенных пунктов:
а – двухступенчатая; *б* – трехступенчатая

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.

15.5. Газорегуляторные пункты

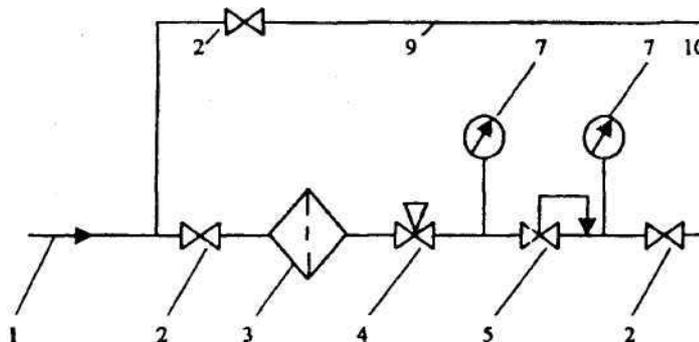
Газорегуляторные пункты (ГРП) устанавливаются в местах соединения газопроводов различного давления. ГРП предназначены для снижения давления и автоматического поддержания его на заданном уровне.

Схема ГРП приведена на рис. 15.5. 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, 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.

Рис. 15.5.

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



Некоторые ГРП оборудуются приборами для измерения количества газа: диафрагмами в комплекте с дифференциальными манометрами или ротационными счетчиками.

Контрольные вопросы

1. Каким образом осуществляется компенсация неравномерности газопотребления?
2. В чем заключается отличие мокрых газгольдеров от сухих?
3. Для чего служит буферный газ в подземных хранилищах газа?
4. Как классифицируют газопроводы систем газоснабжения в зависимости от давления?
5. С какой целью сооружают многоступенчатые системы газоснабжения?
6. Каково назначение ГРП?

Лабораторная работа №1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКОСТИ ЖИДКОСТИ

Жидкостью называется тело, обладающее свойством текучести, то есть способное сколь угодно сильно изменять свою форму под действием сколь угодно малых сил, но в отличие от газа, весьма мало меняющее свою плотность при изменении давления.

Жидкости с точки зрения механических свойств *подразделяются* на 2 класса:

1. Капельные (малосжимаемые).
2. Газообразные (сжимаемые).

Основные свойства жидкостей, важные при рассмотрении задач механики жидкости: плотность и вязкость.

Плотностью жидкости называют массу жидкости в единице объема:

$$\rho = \frac{m}{V}, \quad (1)$$

где m – масса жидкости;
 V – объем жидкости.

Вязкостью жидкости называют свойство жидкости оказывать сопротивление сдвигу. И. Ньютон впервые высказал гипотезу о существовании трения в жидкостях. В дальнейшем его гипотеза была подтверждена многочисленными исследованиями. Н.П. Петровым на основании разработанной им теории трения в жидкостях для определения силы трения была предложена формула:

$$T = \pm \mu \cdot S \cdot \frac{dU}{dy}, \quad (2)$$

где S – площадь соприкосновения слоев жидкости;
 μ – динамический коэффициент вязкости;
 $\frac{dU}{dy}$ – относительное изменение скорости, называемое градиентом скорости.

Из формулы (2) следует, что:

$$\tau = \frac{T}{S} = \pm \mu \frac{dU}{dy}, \quad (3)$$

где τ – сила трения, приходящаяся на единицу площади (касательное напряжение).

Величина динамического коэффициента вязкости характеризует сопротивляемость жидкости сдвигу. Так как на существование отношения (3) первое указание имеется у И. Ньютона, поэтому оно и называется законом трения Ньютона.

Наряду с понятием динамической или абсолютной вязкости в гидравлике находит применение понятие *кинематической* вязкости ν :

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (4)$$

Вязкость жидкостей в большой степени зависит от температуры. При этом вязкость капельных жидкостей при увеличении температуры уменьшается, а вязкость газов возрастает.

Для опытного определения величины вязкости жидкостей применяют приборы, называемые вискозиметрами. Имеется несколько типов вискозиметров: капиллярные, вискозиметры с двумя коаксиальными цилиндрами (ротационные), вискозиметры, основанные на затухании крутильных колебаний маятников в исследуемой жидкости или цилиндров с исследуемой жидкостью; вискозиметры, в которых вязкость жидкости определяется по скорости падения в ней твердого тела (например, стеклянного или металлического шарика) и т.д.

Широкое распространение для определения вязкости капельных жидкостей получил вискозиметр Энглера (рис. 1).

Схема лабораторной установки представлена на рис. 1. Вискозиметр Энглера представляет собой сосуд 1, окруженный водяной ванной 2 с водой определенной температуры, которая нагревается с помощью электронагревателя. Ко дну резервуара припаяны латунная цилиндрическая трубка 3, в которую вставлен платиновый насадок. Размеры насадка, как и всего прибора стандартные. Температуру исследуемой жидкости измеряют термометром 4. Для перемешивания воды в ванне имеется мешалка 5. Стопорный стержень 6 служит для перекрытия отверстия насадка.

За вязкость жидкости по Энглери принимается отношение времени t истечения 200 см^3 испытуемой жидкости ко времени t_B истечения того же объема воды при температуре 20°C .

Таким образом, условная вязкость в градусах Энглера (E), определяется зависимостью:

$${}^0E = \frac{t}{t_B}. \quad (5)$$

Имеется также колба 8, заполненная той же исследуемой жидкостью, что и вискозиметр. В колбе находится прибор для измерения плотности жидкости, называемый ареометром 7. Ареометр представляет собой поплавков, в верхней части которого находится тонкая трубочка с делениями. Эти деления прямо показывают плотность жидкости.

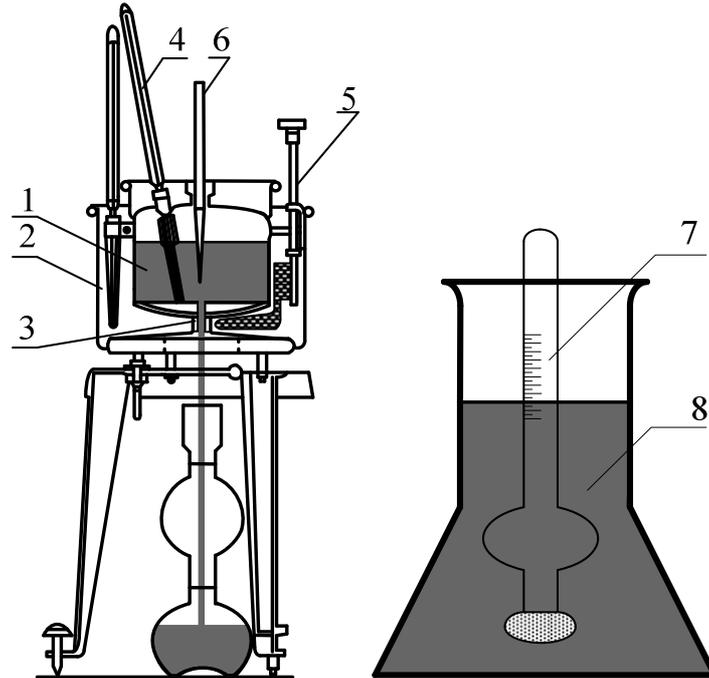


Рис. 1. Вискозиметр Энглера: 1 – сосуд; 2 – водяная ванна;
3 – цилиндрическая трубка; 4 – термометр;
5 – мешалка; 6 – стопорный стержень;
7 – ареометр; 8 – колба

Порядок проведения опыта

1. Снять крышку вискозиметра и убедиться в том, что внутренняя поверхность сосуда 1 и платиновой трубочки 3 чиста.

2. Вставить в отверстие трубочки 3 стержень 7 и в сосуд 1 налить столько исследуемой жидкости, чтобы ее свободная поверхность незначительно перекрыла острие крючков, расположенных на внутренней поверхности сосуда 1.

3. Вискозиметр закрыть крышкой и в ее отверстие опустить термометр 5.

4. Включить электронагреватель 4 в сеть и нагреть жидкость до заданной температуры. Периодически мешалкой 6 перемешать воду для равномерного подогрева жидкости.

5. Пока исследуемая жидкость нагревается, определить плотность жидкости в колбе 8 с помощью ареометра.

6. Придерживая крышку вискозиметра, приподнять стержень 7 и одновременно включить секундомер.

Необходимо следить, чтобы вытекающая из насадка жидкость попадала на внутреннюю боковую стенку колбы 8. Это исключает возможность появления пены внутри колбы.

7. Когда уровень вытекающей жидкости достигнет деления в колбе, соответствующее 200 см^3 , секундомер остановить. Полученное время t в секундах и есть время вытекания исследуемой жидкости.

8. Весь опыт повторить еще один раз, при другой заданной температуре.

Обработка результатов опыта

1. По результатам измерений, используя формулу (5), определить условную вязкость в градусах Энглера.

2. Переход от вязкости в градусах Энглера к кинематическому коэффициенту вязкости производится по эмпирическим формулам, одной из которых является формула Убеллоде (см²/с):

$$\nu = \left(0,0731 \cdot {}^0E - \frac{0,0631}{{}^0E} \right), \quad (6)$$

где 0E – вязкость в градусах Энглера.

3. При определении динамического коэффициента вязкости Па·с использовать выражение (4), из которого:

$$\mu = \nu \cdot \rho, \quad (7)$$

где ν – кинематический коэффициент вязкости, м²/с;

ρ – плотность исследуемой жидкости, кг/м³.

4. Заполнить таблицу 3, используя данные таблиц 1 и 2.

Таблица 1

Единицы измерения вязкости

Величина	Единица		
	СИ	СГС	МКГСС
Кинематическая вязкость	м ² /с	см ² /с (Ст) – Стокс	м ² /с
Динамическая вязкость	Па·с	П (Пуаз)	кгс·с / м ²

Таблица 2

Связь между единицами динамической вязкости

Единица	Па·с	П	кгс·с / м ²
Па·с	1	10	9,81 ⁻¹
П	10 ⁻¹	1	9,81 ⁻¹

Таблица 3

Экспериментальные данные и обработка результатов

№ опыта	Температура жидкости	Время истечения 200 см ³ , с		Вязкость исследуемой жидкости				
		Воды	Исследуемой жидкости	Условная 0E	Кинематическая	Динамическая		
						СИ	СГС	МКГСС
1		52						
2		52						

Лабораторная работа №2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

2.1. Определение плотности ареометром

Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт, снятии показания по его шкале при температуре определения и пересчете результатов на плотность при температуре 20°C.

Ареометр представляет собой тело вытянутой (чаще всего цилиндрической формы), утяжеленное в своей нижней части. Форма ареометра должна быть строго симметрична по отношению к вертикальной оси. По принципу действия существуют два типа ареометров: ареометры с постоянной массой (наиболее употребительный тип) и ареометры с постоянным объемом.

Первый тип (рис. 1) основан на погружении ареометра в исследуемый жидкий нефтепродукт на различную глубину в зависимости от плотности жидкости; в этом случае ареометр должен быть снабжен шкалой.

Второй тип (рис. 2) основан на погружении ареометра в жидкость всегда на определенную глубину; в этом случае ареометр должен быть снабжен меткой, до которой он погружается в нефтепродукт, и специальным приспособлением для нагрузки (весы Вестфалья-Мора).



Рис. 1. Ареометр с постоянной массой

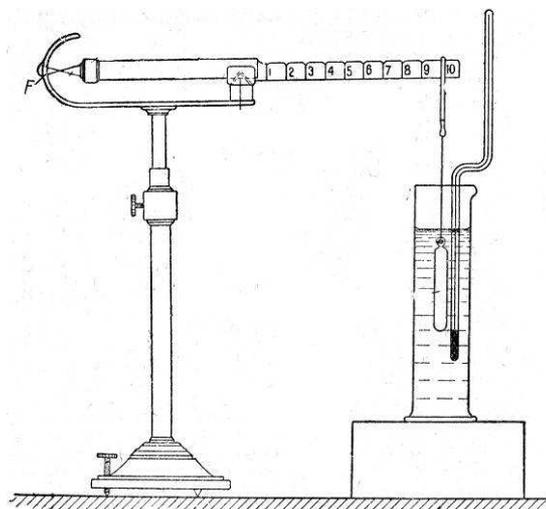


Рис. 2. Весы Вестфалья-Мора (ареометр с постоянным объемом)

Наиболее распространенным является метод определения плотности ареометром с постоянной массой.

Аппаратура, посуда, реактивы:

- ареометры;
- мерный цилиндр 100 см³.

Проведение испытания

Определение плотности ведется следующим образом: нефтепродукт осторожно, по стеклянной палочке (чтобы не образовывалось пены), наливается в стеклянный цилиндр, установленный на ровной поверхности. При этом необходимо следить за тем, чтобы в нефтепродукте не образовывалось пузырьков воздуха. После того как испытуемый нефтепродукт примет температуру окружающей среды, в него медленно и осторожно вводят чистый и сухой ареометр, держа его за верхний конец. После прекращения колебания ареометра производится отсчет по верхнему краю мениска. Температура определения отсчитывается либо по термометру ареометра, если ареометр снабжен термометром, либо по термометру, дополнительно погруженному в цилиндр. По округленному значению температуры и плотности, определенной по шкале ареометра, находят плотность испытуемого продукта при 20°C по таблице 1.

Таблица 1

Перевод плотности при температуре испытания в плотность при 20°C.

Температура испытания, °C	Плотность по шкале ареометра, г/см ³									
	0,800	0,810	0,820	0,830	0,840	0,850	0,860	0,870	0,880	0,890
	Плотность при 20°C									
15,0	0,7965	0,8065	0,8166	0,8266	0,8367	0,8467	0,8567	0,8667	0,8768	0,8868
15,5	0,7968	0,8069	0,8169	0,8270	0,8370	0,8470	0,8570	0,8671	0,8771	0,8871
16,0	0,7972	0,8072	0,8173	0,8273	0,8373	0,8474	0,8574	0,8674	0,8774	0,8874
16,5	0,7975	0,8076	0,8176	0,8276	0,8377	0,8477	0,8577	0,8677	0,8777	0,8877
17,0	0,7979	0,8079	0,8179	0,8280	0,8380	0,8480	0,8580	0,8681	0,8781	0,8881
17,5	0,7982	0,8083	0,8183	0,8283	0,8383	0,8483	0,8584	0,8684	0,8784	0,8884
18,0	0,7986	0,8086	0,8186	0,8287	0,8387	0,8487	0,8587	0,8687	0,8787	0,8887
18,5	0,7989	0,8090	0,8190	0,8290	0,8390	0,8490	0,8590	0,8690	0,8790	0,8890
19,0	0,7993	0,8093	0,8193	0,8293	0,8393	0,8493	0,8593	0,8694	0,8794	0,8894
19,5	0,7996	0,8097	0,8197	0,8297	0,8397	0,8497	0,8597	0,8697	0,8797	0,8897
20,0	0,8000	0,8100	0,8200	0,8300	0,8400	0,8500	0,8600	0,8700	0,8800	0,8900
20,5	0,8004	0,8103	0,8203	0,8303	0,8403	0,8503	0,8603	0,8703	0,8803	0,8903
21,0	0,8007	0,8107	0,8207	0,8307	0,8407	0,8507	0,8607	0,8706	0,8806	0,8906
21,5	0,8011	0,8110	0,8210	0,8310	0,8410	0,8510	0,8610	0,8710	0,8810	0,8910
22,0	0,8014	0,8114	0,8214	0,8313	0,8413	0,8513	0,8613	0,8713	0,8813	0,8913
22,5	0,8018	0,8117	0,8217	0,8317	0,8417	0,8516	0,8616	0,8716	0,8816	0,8916
23,0	0,8021	0,8121	0,8220	0,8320	0,8420	0,8520	0,8620	0,8719	0,8819	0,8919
23,5	0,8025	0,8124	0,8224	0,8323	0,8423	0,8523	0,8623	0,8723	0,8823	0,8922
24,0	0,8028	0,8128	0,8227	0,8327	0,8427	0,8526	0,8626	0,8726	0,8826	0,8926
24,5	0,8032	0,8131	0,8231	0,8330	0,8430	0,8530	0,8629	0,8729	0,8829	0,8929
25,0	0,8035	0,8134	0,8234	0,8334	0,8433	0,8533	0,8633	0,8732	0,8832	0,8932

Этот метод, принятый как стандартный, применяется, главным образом, при приемочных испытаниях нефтепродуктов и при заводском контроле качества продукции. Им также пользуются во всех случаях, когда требуется быстро и не слишком точно определить плотность нефтепродуктов. Точность, которую можно получить при определении плотности ареометром, не слишком высока. В случае, когда необходимо определить плотность высоковязких нефтепродуктов, на практике поступают следующим образом: густой нефтепродукт разбавляют точно равным объемом керосина известной плотности. Плотность определяют способом, описанным выше.

Если плотность густого (испытуемого) нефтепродукта – ρ , плотность керосина – ρ_1 , то при условии равных объемов плотность раствора ρ_2 определяется:

$$\rho = 2\rho_2 - \rho_1. \quad (1)$$

2.2. Определение плотности пикнометром

Пикнометрический метод определения плотности основан на сравнении массы нефтепродукта в определенном объеме с массой воды в том же объеме и при той же температуре.

Метод применяется для определения плотности нефти, жидких и твердых нефтепродуктов, а также гудронов, асфальтов, битумов, креозота и смеси этих продуктов с нефтепродуктами, кроме сжиженных и сухих газов, получаемых при переработке нефти и легколетучих жидкостей.

К пикнометрам обычного типа, применяемым в нефтяных лабораториях для определения плотности жидких нефтепродуктов, относятся: пипеткообразный пикнометр Шпренгеля-Оствальда (рис. 3), пикнометр с капиллярным отверстием в пробке (рис. 4) и пикнометр Реньо (рис. 5).

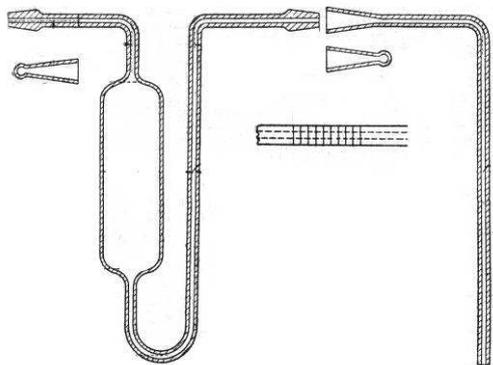


Рис. 3. Пикнометр Шпренгеля-Оствальда

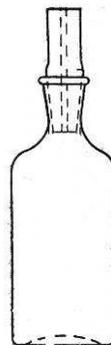


Рис. 4. Капиллярный пикнометр

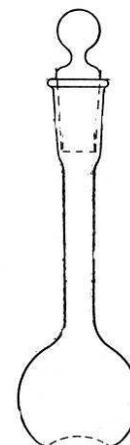


Рис. 5. Пикнометр Реньо

Аппаратура, посуда, реактивы:

- пикнометры;
- весы типа ВЛА-200;
- пипетка;
- фильтровальная бумага.

Проведение испытания

Подготовка пикнометра. Пикнометр и пробку с капилляром тщательно моют хромовой смесью, затем водой. Ополаскивают дистиллированной водой, потом ацетоном или спиртом. Такую промывку ведут перед калибровкой или при неравномерном смачивании пикнометра жидкостью. Для предотвращения появления статического заряда поверхность пикнометра протирают слегка увлажненным куском ткани.

Подготовленный пикнометр взвешивают с погрешностью не более 0,0002г, наполняют при помощи пипетки дистиллированной свежeproкипяченной и охлажденной до 18 – 20°С водой (пикнометры типов ПЖ-1, ПЖ-2, ПТ – немного выше метки, пикнометр типа ПЖ-3 – до полного заполнения), следя за тем, чтобы в пикнометр не попали воздушные пузырьки, и погружают до горловины в термостат или баню с температурой 20°С.

Пикнометр выдерживают при 20°С в течение 30 мин. Когда уровень воды в шейке пикнометра с меткой перестанет изменяться, избыток воды отбирают пипеткой или фильтровальной бумагой и вытирают шейку пикнометра внутри. Уровень воды в пикнометре устанавливают по верхнему краю мениска. Пикнометр с установленным при 20°С уровнем воды тщательно вытирают снаружи безворсовой тканью, снимают статический заряд и взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г. «Водное число» пикнометра (m) вычисляют по формуле:

$$m = m_c - m_0, \quad (2)$$

где m_c – масса пикнометра с водой, г;

m_0 – масса пустого пикнометра, г.

«Водное число» пикнометра устанавливают перед первым использованием пикнометра и не реже одного раза после 20 определений плотности продуктов.

Определение плотности продукта. 1) *Проведение испытания для жидких нефтепродуктов.* Пикнометр, подготовленный, с установленным «водным числом» взвешивают с погрешностью 0,0002 г, заполняют испытуемым продуктом с помощью пипетки при температуре 18 – 20°С, стараясь не задеть стенки пикнометра, не допуская возникновения пузырьков.

Пикнометр закрывают пробкой, погружают до горловины в термостат или баню с температурой 20°C и выдерживают до тех пор, пока уровень испытуемого продукта не перестанет изменяться (как правило не менее 30 мин). Избыток продукта отбирают пипеткой или фильтровальной бумагой. Уровень продукта в пикнометре устанавливают по верхнему краю мениска. Пикнометр с испытуемым нефтепродуктом вынимают из бани, охлаждают при температуре, которая немного ниже заданной температуры, тщательно вытирают снаружи, удаляют статическое электричество и взвешивают с указанной выше погрешностью.

3) Проведение испытания для твердых и вязких нефтепродуктов.

Пикнометр с установленным «водным числом» взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г, заполняют (примерно наполовину) нагретым до 50 – 60°C вязким испытуемым продуктом так, чтобы продукт не попал на стенки пикнометра, нагревают до 90±10°C (в зависимости от вязкости продукта) в течение 20 – 30 мин для удаления пузырьков воздуха и дают ему охладиться в термостате или водяной бане до температуры 20°C. При определении плотности твердого продукта пикнометр заполняют (примерно наполовину) мелкими кусочками продукта и затем помещают в термостат при температуре на 10°C выше его температуры плавления, но не ниже 100°C для удаления воздуха и полного расплавления.

Когда пикнометр частично (примерно наполовину) заполнен, нагрет и охлажден до температуры, близкой к 20°C, его взвешивают с погрешностью не более 0,0005 г.

В пикнометр с испытуемым продуктом наливают свежепрокипяченную дистиллированную воду, вытесняя таким образом воздух, воздушные пузырьки снимают тонкой проволокой. Заполненный пикнометр погружают до горловины в баню (или термостат) при 20°C или другой заданной температуре и выдерживают не менее 30 мин, пока все воздушные пузырьки не выйдут на поверхность и уровень жидкости в пикнометре не установится. Затем пикнометр закрывают крышкой (пробкой). Затем пикнометр вынимают из бани и охлаждают до температуры, которая немного ниже температуры испытания. Сухой мягкой тканью с поверхности пикнометра снимают остатки воды и нефтепродукта, удаляют статическое электричество и взвешивают с погрешностью не более 0,0005 г.

Обработка результатов

Вычисление плотности жидких нефтепродуктов. Если температура определения одинакова с температурой определения водного числа, то плотность вычисляют по формуле (3), если температура определения отличается от температуры определения водного числа, то плотность вычисляют по формуле (4)

$$\rho_t = \frac{(m_t - m_0) \cdot \rho_c}{(m_c - m_0)} + C, \quad (3)$$

$$\rho_t = \left[\frac{(m_t - m_0) \cdot \rho_c}{(m_c - m_0)} + C \right] \left[\frac{1}{1 - \alpha(t_c - t_t)} \right], \quad (4)$$

где ρ_t – плотность образца при температуре определения, кг/м³;

ρ_c – плотность воды при температуре определения водного числа (табл. 2), кг/м³;

m_0 – масса пустого пикнометра на воздухе, г;

m_c – масса пикнометра с водой на воздухе при температуре определения водного числа, г;

m_t – масса пикнометра с образцом на воздухе при температуре испытания, г;

C – поправка на давление воздуха (табл. 3);

t_c – температура, при которой определяется водное число, °С;

t_t – температура, при которой проводится испытание, °С;

α – коэффициент объемного расширения стекла, из которого изготовлен пикнометр – коэффициент объемного расширения боросиликатного стекла $10 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, коэффициент расширения для пикнометров из натриевого стекла $25 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$;

Вычисление плотности твердых и вязких нефтепродуктов. Если температура определения одинакова с температурой определения водного числа, то плотность вычисляют по формуле (5):

$$\rho_t = \frac{(m_1 - m_0) \cdot \rho_c}{(m_c - m_0 - m_2 + m_1)} + C \quad (5)$$

и по формуле (6), если температура определения отличается от температуры определения водного числа:

$$\rho_t = \left[\frac{(m_1 - m_0) \cdot \rho_c}{(m_c - m_0 - m_2 + m_1)} + C \right] \left[\frac{1}{1 - \alpha(t_c - t_t)} \right], \quad (6)$$

где m_1 – масса пикнометра в воздухе, частично наполненного твердым или вязким образцом, г;

m_2 – масса пикнометра с образцом в воздухе, наполненного водой при температуре t_t , г.

Таблица 2

**Плотность воды, из которой удален воздух,
при температуре определения, г/см³**

°C	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ρ_c	0,9990	0,9989	0,9987	0,9985	0,9984	0,9982	0,9979	0,9977	0,9975	0,9972	0,9970

Поправки рассчитаны на основании стандартной плотности воздуха 1,222 кг/м³ при 15°C и давлении 101,3 кПа

Таблица 3

Значение поправки С.

$\frac{m_t - m_0}{m_c - m_0}$	Поправка С, кг/м ³	$\frac{m_t - m_0}{m_c - m_0}$	Поправка С, кг/м ³
0,60	0,48	0,80	0,24
0,61	0,47	0,81	0,23
0,62	0,46	0,82	0,22
0,63	0,44	0,83	0,20
0,64	0,43	0,84	0,19
0,65	0,42	0,85	0,18
0,66	0,41	0,86	0,17
0,67	0,40	0,87	0,16
0,68	0,38	0,88	0,14
0,69	0,37	0,89	0,13
0,70	0,36	0,90	0,12
0,71	0,35	0,91	0,11
0,72	0,34	0,92	0,10
0,73	0,32	0,93	0,08
0,74	0,31	0,94	0,07
0,75	0,30	0,95	0,06
0,76	0,29	0,96	0,05
0,77	0,28	0,97	0,04
0,78	0,26	0,98	0,02
0,79	0,25	0,99	0,01

Примечание. Поправки, приведенные в таблице 3, могут применяться для плотности воздуха от 1,1 до 1,3 кг/м³. Если плотность необходимо выразить в г/см³, то значения поправок следует разделить на 1000.

Лабораторная работа № 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В НЕФТИ (НЕФТЕПРОДУКТАХ)

Сущность метода заключается в отгонке воды совместно с растворителем от нефти (нефтепродукта) с последующим их разделением в градуированном приемнике и измерении объема водного слоя.

Аппаратура, посуда, реактивы

- колбонагреватель;
- колба круглодонная вместимостью 500 см³;
- приемник-ловушка градуированный;
- цилиндр мерный на 100 см³;
- растворитель.

Подготовка к испытанию

Испытуемый нефтепродукт (нефть) хорошо перемешивают пятиминутным встряхиванием в склянке, заполненной не более чем на $\frac{3}{4}$ объема. Вязкие и парафинистые нефтепродукты предварительно нагревают до 40 - 50°С.

Проведение испытания

Для количественного определения содержания воды в нефти (нефтепродукте) используется аппарат Дина и Старка (рис.1), снабженный приемником-ловушкой вместимостью 10 см³, холодильником с длиной кожуха не менее 30 см и колбой на 500 см³.

В подготовленную (промытую и высушенную) колбу вводят 100 см³ или 100 г пробы с погрешностью не более 1%. При применении приемника-ловушки вместимостью 10 см³ количество испытуемого образца (в зависимости от содержания воды) уменьшают так, чтобы объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, не превышал 10 см³.

Затем мерным цилиндром отмеряют 100 см³ растворителя, помещают его в колбу, тщательно перемешивают содержимое до полного растворения испытуемого нефтепродукта. Во избежание бурного вскипания в колбу кладут несколько кусочков неглазурованного фаянса или фарфора.

Аппаратуру собирают так, чтобы обеспечить герметичность всех соединений и исключить утечку паров и проникновение посторонней влаги.

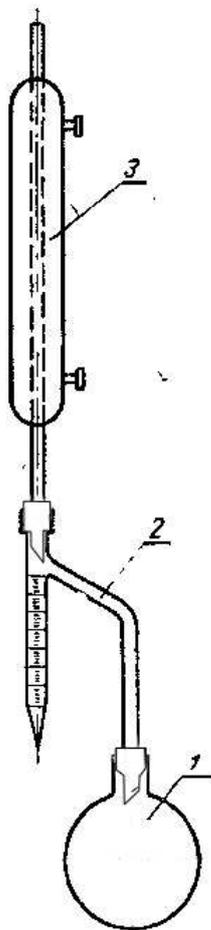


Рис. 1. Прибор для определения содержания воды:

- 1 – колба; 2 – приемник-ловушка;
3 – холодильник

Верхний конец холодильника закрывают неплотным ватным тампоном, чтобы предотвратить конденсацию атмосферной влаги внутри трубки холодильника. Узкогорлую колбу 1 (рис. 1) соединяют непосредственно при помощи шлифа, а широкогорлую при помощи перехода и шлифов с отводной трубкой чистого и сухого приемника-ловушки 2.

К приемнику-ловушке присоединяют при помощи шлифа очищенный ватой холодильник 3. Собранный аппарат помещают в колбонагреватель и закрепляют на штативе. Пускают холодную воду в кожух холодильника. Включают нагреватель, содержимое колбы доводят до кипения и далее нагревают так, чтобы скорость конденсации дистиллята в приемнике была от 2 до 5 капель в 1 с. Если в процессе дистилляции происходит неустойчивое каплеобразование, то увеличивают скорость дистилляции или останавливают на несколько минут приток охлаждающей воды в холодильник.

Перегонку прекращают (отключают колбонагреватель), как только объем воды в приемнике-ловушке не будет увеличиваться и верхний слой растворителя станет совершенно прозрачным. Время перегонки должно быть не менее 30 и не более 60 мин. Оставшиеся на стенках трубки холодильника капельки воды сталкивают в приемник-ловушку стеклянной палочкой или металлической проволокой.

После того, как колба охладится, а растворитель и вода в приемнике-ловушке примут температуру воздуха в лаборатории, записывают объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, с точностью до одного верхнего деления занимаемой водой части приемника-ловушки и аппарат разбирают. Если в приемнике-ловушке собралось небольшое количество воды (до 0,3 см³) и растворитель мутен, то приемник-ловушку помещают на 20 – 30 мин в горячую воду для осветления и снова охлаждают до комнатной температуры. Затем записывают объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, с точностью до одного верхнего деления занимаемой водой части приемника-ловушки.

После охлаждения колбы отработанный нефтепродукт сливают в специальную емкость (слив). Посуду тщательно моют и сушат.

Обработка результатов

Массовую (X) или объемную (X_V) долю воды в процентах вычисляют по формулам:

$$X = \frac{V_v}{m} \cdot 100, \quad (1)$$

$$X_v = \frac{V_v}{V} \cdot 100, \quad (2)$$

где V – объем пробы, см³;
 m – масса пробы, г;
 V_v – объем воды в приемнике-ловушке, см³.

Примечание. Для упрощения вычисления плотность воды при комнатной температуре принимают за 1 г/см³, а численное значение объема воды в см³ – за численное значение массы воды в г. При массе нефтепродукта (100±0,1) г за массовую долю воды принимают объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, в см³.

За результат испытания принимают среднее арифметическое результатов двух определений.

Результат испытания округляют с точностью до 0,1%.

Объем воды в приемнике-ловушке 0,03 см³ и меньше считается следами.

Отсутствие воды в испытуемом нефтепродукте определяется состоянием, при котором в нижней части приемника-ловушки не видно капель воды.

В сомнительных случаях отсутствие воды проверяется нагреванием испытуемого нефтепродукта в пробирке, помещенной в масляную баню, до температуры 150°С. При этом отсутствием воды считается случай, когда не слышен треск.

Точность метода

Сходимость. Два результата, полученные одним исполнителем признаются достоверными (с 95%-ной доверительной вероятностью), если разница между ними не превышает:

0,1 см³ – при объеме воды, меньшем или равным 1,0 см³ ;

0,1 см³ или 2% от среднего значения объема (в зависимости от того, какая из этих величин больше) – при объеме воды более 1,0 см³.

Воспроизводимость. Два результата испытаний, полученные в двух разных лабораториях, признаются достоверными, если расхождение между ними не превышает:

0,2 см³ – при объеме воды, меньшем или равным 1,0 см³;

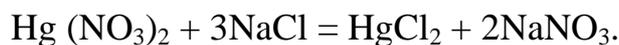
0,2 см³ или 10% от среднего значения объема (в зависимости от того, какая из этих величин больше) – при объеме воды свыше 1,0 см³ до 10 см³;

5% от величины среднего результата – при объеме воды более 10 см³.

Лабораторная работа № 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ХЛОРИСТЫХ СОЛЕЙ В НЕФТИ

Метод заключается в экстрагировании солей из нефти горячей водой и титровании водной вытяжки хлоридов раствором азотнокислой ртути по реакции



Аппаратура, посуда, реактивы

- воронка делительная вместимостью 500 см³;
- колбы конические вместимостью 250 см³;
- цилиндры мерные на 10 и 50 см³;
- воронка стеклянная конусообразная;
- стакан стеклянный вместимостью 50 см³;
- бюретка;
- электроплитка;
- ртуть азотнокислая, 0,01 н раствор;
- дифенилкарбазид, 1% спиртовой раствор;
- кислота азотная, 0,2 н раствор;
- деэмульгатор, 2% водный раствор;
- вода дистиллированная;
- бумага фильтровальная.

Подготовка к испытанию

Анализируемую нефть хорошо перемешивают 10 мин встряхиванием (механически или вручную) в склянке, заполненной на 2/3 ее вместимости. Сразу после встряхивания в мерный цилиндр отбирают 50 см³ нефти. При анализе эмульгированной или высокосмолистой вязкой нефти пробу отбирают по массе.

Проведение испытания

Пробу переносят количественно в делительную воронку. Содержимое воронки перемешивают 1 – 2 мин. К пробе анализируемой нефти приливают 50 см³ предварительно нагретой до 50 – 60°C дистиллированной воды и экстрагируют хлористые соли, перемешивая содержимое в течение 10 мин. Если при экстрагировании образуется эмульсия нефти с водой, то для ее разрушения добавляют 5 – 7 капель 2%-ного раствора деэмульгатора. Затем закрепляют воронку в лапке штатива и дают время для отстаивания. После отстоя фильтруют водный слой через стеклянную конусообразную воронку с бумажным фильтром в коническую колбу вместимостью 250 см³.

При индикаторном титровании в колбу с подготовленной водной вытяжкой приливают 2 см³ раствора азотной кислоты и 10 капель индикатора – дифенилкарбазида и титруют раствором азотнокислой ртути до появ-

ления слабого розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 мин. Окраску анализируемого раствора сравнивают с дистиллированной водой.

При проведении контрольного опыта в коническую колбу наливают 50 см³ дистиллированной воды, 2 см³ раствора азотной кислоты, 10 капель дифенилкарбазида и титруют раствором азотнокислой ртути до появления слабого розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 мин.

После проведения анализа растворы сливают в раковину, посуду тщательно моют и сушат, бюретку заполняют дистиллированной водой.

Обработка результатов

Массовую концентрацию хлористых солей (X_1) в миллиграммах хлористого натрия на 1 дм³ нефти, вычисляют по формуле

$$X_1 = \frac{(V_1 - V_2) \cdot T \cdot 1000 \cdot A}{V_3}, \quad (1)$$

где V_1 – объем раствора азотнокислой ртути, израсходованный на титрование водной вытяжки, см³;

V_2 – объем раствора азотнокислой ртути, израсходованный на титрование в контрольном опыте (без пробы нефти), см³;

V_3 – объем нефти, взятой для анализа, см³;

T – титр раствора азотнокислой ртути, в миллиграммах хлористого натрия на 1 см³;

1000 – коэффициент для пересчета массовой концентрации хлористых солей в 1 дм³ нефти;

A – коэффициент, выражающий отношение объема, до которого была разбавлена водная вытяжка анализируемой нефти, к объему раствора, взятому из мерной колбы для титрования (при титровании всей водной вытяжки коэффициент $A = 1$).

Массовую долю хлористых солей в нефти (X_2) в процентах (в пересчете на NaCl) вычисляют по формуле

$$X_2 = \frac{X_1 \cdot 100}{B \cdot C \cdot \rho}, \quad (2)$$

где X_1 – массовая концентрация хлористых солей в нефти в миллиграммах хлористого натрия на 1 дм³ нефти; B и C – коэффициенты пересчета кубических дециметров в кубические сантиметры (1000) и граммов в миллиграммы (1000); ρ – плотность анализируемой нефти, г/см³.

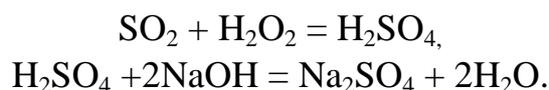
Точность метода

Сходимость. Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными (с 95%-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает значений.

Лабораторная работа № 5

УСКОРЕННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕРЫ В НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТАХ

Сущность метода заключается в сжигании навески нефтепродукта в струе воздуха при 900 – 950°С в кварцевой трубке, улавливании образующихся оксидов серы подкисленным раствором перекиси водорода и объемном определении серы по количеству образовавшейся серной кислоты в поглотительном растворе:



Метод предназначен для определения общей серы в нефтях, маслах и остаточных нефтепродуктах.

Аппаратура, посуда, реактивы

- аппарат для сжигания навески нефтепродукта;
- конические колбы вместимостью 250 см³;
- цилиндры мерные 10, 250 см³;
- перекись водорода;
- серная кислота, 0,02 н раствор;
- едкий натр, 0,02 н раствор;
- смешанный индикатор: 0,2% спиртовой раствор метилового красного и 0,1% спиртовой раствор метиленового синего (1:1);
- вода дистиллированная.

Подготовка к испытанию

Собирают систему (рис.1) для очистки воздуха. Для этого первую склянку заполняют приблизительно наполовину объема 0,1 м раствором марганцовокислого калия, вторую – 40%-ным раствором NaOH и третью – ватой и соединяют их последовательно резиновой трубкой. В приемник наливают 150 см³ воды, 5 см³ перекиси водорода и 7 см³ 0,02 н раствора серной кислоты.

Приемник закрывают резиновой пробкой, снабженной кварцевым коленом (7) и отводной трубкой (9). Колено присоединяют при помощи шлифа к кварцевой трубке (4), которую устанавливают горизонтально в печи. Другой конец трубки закрывают резиновой пробкой и через боковой отросток присоединяют к очистительной системе.

Отводную трубку приемника соединяют с водоструйным насосом для создания потока воздуха в системе. Перед проведением анализа собранный аппарат проверяют на герметичность.

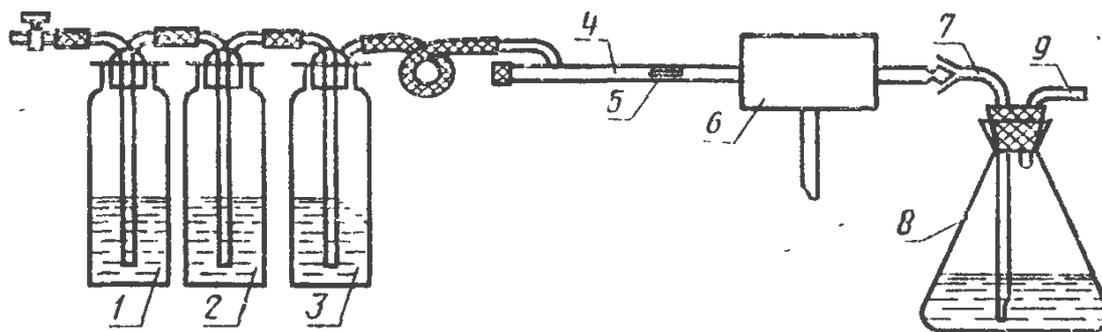


Рис.1. Прибор для определения содержания серы:

- 1 – склянка с марганцовокислым калием; 2 – склянка с 40 – % -ым раствором NaOH;
 3 – склянка с гигроскопической ватой; 4 – кварцевая трубка; 5 – лодочка;
 6 – электропечь; 7 – кварцевое колено; 8 – приемник; 9 – отводная трубка; 10 – кран

Для этого пускают водоструйный насос, через всю систему просасывают воздух и закрывают кран (10) на отводной трубке очистительной системы при этом не должно появляться пузырьков воздуха в приемнике и очистительной системе. В случае негерметичности системы все места соединений обрабатывают мыльной водой, находят место пропуска и устраняют его.

Проведение испытания

Анализируемый нефтепродукт взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г в фарфоровой или кварцевой лодочке, равномерно распределив его по всей лодочке. Если в анализируемом нефтепродукте содержится более 5% серы, то его предварительно разбавляют медицинским или любым другим маловязким минеральным маслом, проверенным на отсутствие серы так, чтобы содержание серы не превышало 5%.

Лодочку помещают в кварцевую трубку перед входом в печь. Трубку быстро закрывают пробкой, включают печь и начинают пропускать через систему воздух. Сожжение нефтепродукта проводят при 900 – 950°C в течение 30 – 40 мин, а для продуктов, содержащих 50% и более ароматических соединений, в течение 50 – 60 мин, постепенно передвигая трубку с лодочкой вдоль печи, не давая продукту воспламениться. После этого трубку с лодочкой помещают в центральную, наиболее раскаленную часть печи, где ее прокалывают еще в течение 15 мин. После окончания сжигания трубку с лодочкой постепенно отодвигают в обратном направлении, отсоединяют приемник от трубки. Содержимое приемника титруют 0,02 н раствором NaOH в присутствии 8 капель смешанного индикатора до перехода фиолетовой окраски раствора в ярко-зеленую.

После проведения испытания растворы сливаются в раковину, посуда тщательно моется и сушится, бюретка заполняется дистиллированной водой.

Обработка результатов

Массовую долю серы (X) в процентах вычисляют по формуле

$$X = \frac{16 \cdot N \cdot (V_1 - V_0) \cdot 100}{1000 \cdot m_2}, \quad (1)$$

где V_0 – объем раствора NaOH, израсходованный на титрование контрольного опыта, см³;

V_1 – объем раствора NaOH, израсходованный на титрование после сжигания нефтепродукта, см³;

N – нормальность раствора NaOH, (г-экв./дм³);

16 – эквивалентная масса серы, г;

m_2 – масса нефтепродукта, взятого на анализ, г.

При разбавлении нефтепродукта маслом массовую долю серы (X_1) в процентах вычисляют по формуле:

$$X = \frac{16 \cdot N \cdot (V_1 - V_0) \cdot 100 \cdot m_3}{1000 \cdot m_4 \cdot m_5}, \quad (2)$$

где m_3 – суммарная масса медицинского масла и продукта, взятого на разбавление, г;

m_4 – масса высокосернистого продукта, взятого на разбавление, г;

m_5 – масса смеси, взятой на анализ, г.

Точность метода. Расхождения между результатами параллельных определений не должны превышать 5%. Если содержание серы в продукте превышает 0,5%, то допускаются расхождения в параллельных пробах до 10% от величины меньшего результата.

Лабораторная работа № 6
**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВСПЫШКИ
НЕФТЕПРОДУКТОВ В ЗАКРЫТОМ ТИГЛЕ**

Сущность метода заключается в определении минимальной температуры горючего вещества, при которой в условиях испытания над его поверхностью образуется смесь паров и газов с воздухом, способная вспыхивать в воздухе от источника зажигания. Скорость ее образования невелика и количества получаемых паров недостаточно для последующего устойчивого горения, поэтому вспыхнувшая смесь тут же гаснет. Для проведения этого испытания продукт нагревается в закрытом тигле с постоянной скоростью при непрерывном перемешивании и проверяется на вспышку через определенные интервалы температур.

При определении температуры вспышки нефтепродуктов в закрытом тигле используется специальный аппарат типа ТВЗ (ТВ-1), снабженный термометром (рис. 1).

Подготовка к испытанию

Испытуемый образец продукта перед анализом перемешивают в течение 5 мин встряхиванием в склянке, заполненной не более чем на 2/3 ее вместимости.

Образцы легких продуктов, имеющих температуру вспышки ниже 50°C, охлаждают до температуры, которая не менее чем на 17°C ниже предполагаемой температуры вспышки.

Образцы очень вязких и твердых нефтепродуктов перед испытанием нагревают до достаточной текучести, но не выше температуры, которая на 17°C ниже предполагаемой температуры вспышки.

Подготовка прибора. Прибор устанавливают на ровном устойчивом столе в таком месте, где нет заметного движения воздуха, и свет настолько затемнен, что вспышка хорошо видна. Для защиты от движения воздуха прибор с трех сторон окружают экраном.

Тигель и крышку прибора промывают растворителем, высушивают, удаляя все следы растворителя, и охлаждают до температуры не менее чем на 17°C ниже предполагаемой температуры вспышки. При испытании продуктов с температурой вспышки до 50°C нагревательную ванну (2) охлаждают до температуры окружающей среды.

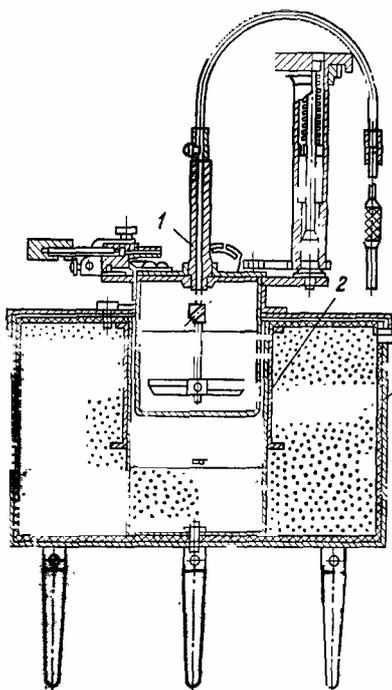


Рис. 1. Прибор для определения температуры вспышки:
1 – мешалка;
2 – нагревательная ванна

Проведение испытания

Испытуемый продукт наливают в тигель до метки, не допуская смачивания стенок тигля выше указанной метки. Тигель закрывают крышкой, устанавливают в нагревательную ванну, вставляют термометр (на рисунке не показан) и зажигают фитилек, регулируя пламя так, чтобы форма его была близкой к шару диаметром 3-4 мм.

Нагревательную ванну включают и нагревают испытуемый продукт в тигле. Перемешивание ведут, обеспечивая частоту вращения мешалки (1) от 1,5 до 2,0 с⁻¹, а нагрев продукта – со скоростью от 5 до 6°С в 1 мин.

Измеряют барометрическое давление.

Испытания на вспышку начинают при достижении температуры на 17°С ниже предполагаемой температуры вспышки

и продолжают при повышении температуры на каждый 1°С для продуктов с температурой вспышки до 104°С и на каждые 2°С для продуктов с температурой вспышки выше 104°С.

В момент испытания на вспышку перемешивание прекращают, приводят в действие расположенный на крышке механизм, который открывает заслонку и опускает пламя. При этом пламя опускают в паровое пространство за 0,5 с, оставляют в самом нижнем положении 1 с и поднимают в верхнее положение.

За температуру вспышки каждого определения принимают показания термометра в момент четкого появления первого (синего) пламени над поверхностью продукта внутри прибора. Не следует принимать за температуру вспышки окрашенный (голубоватый) ореол, который иногда окружает пламя перед тем, как оно вызывает фактическую вспышку.

При проявлении неясной вспышки она должна быть подтверждена последующей вспышкой при повышении температуры на 1 или 2°С. Если при этом вспышка не произойдет, испытание повторяют вновь.

Если в процессе какого-либо испытания на вспышку фитилек погаснет в момент открытия отверстий крышки, то результат этого определения не учитывают.

Если испытанию подвергают продукт с неизвестной температурой вспышки, то проводят предварительно определение. Этот результат не учитывают, если расхождения между этим определением и последующим превышают норму, указанную ниже.

Обработка результатов

Поправка на барометрическое давление.

Вычисляют температуру вспышки с поправкой на стандартное барометрическое давление 101,325 кПа (1,013 бар, 760 мм.рт.ст.) алгебраическим сложением найденной температуры и поправки, определенной по формуле (3) или (4), или (5):

$$\Delta t = \frac{101,325 - P}{3,3} \cdot 0,9, \quad (1)$$

$$\Delta t = \frac{1,013 - P}{0,033} \cdot 0,9, \quad (2)$$

$$\Delta t = 0,0362(760 - P), \quad (3)$$

где P – фактическое барометрическое давление в кПа – (1), (2) – в барах, (3) – в мм. рт.ст.

За результат испытания принимают среднее арифметическое не менее двух последовательных определений. Полученное значение температуры вспышки (°С) округляют до целого числа.

Точность метода

Сходимость.

Два результата определений, полученные одним исполнителем в одной лаборатории, признаются достоверными (с 95% – ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает значений, указанных в таблице 1.

Воспроизводимость.

Два результата испытаний, полученные в двух разных лабораториях, признаются достоверными (с 95% – ной доверительной вероятностью), если расхождения между ними не превышают значений указанных в таблице 1.

Таблица 1

Температура вспышки, °С	Сходимость, °С	Воспроизводимость, °С
До 104	2	4
Св. 104	5	8

Лабораторная работа № 7

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ

Нижний и верхний предел взрываемости являются важнейшими характеристиками взрывоопасности горючих веществ.

Нижние C_n и верхние C_v концентрационные пределы взрываемости (воспламенения) представляют собой соответственно минимальную и максимальную концентрации горючих газов, паров, а также взвесей жидкого или твердого вещества в смеси с воздухом, при которых они способны воспламениться (взрываться) от внешнего источника зажигания.

Интервал между нижним и верхним пределами называется областью воспламенения (взрыва).

Значения концентрационных пределов взрываемости приводятся для обычных условий (атмосферное давление и комнатная температура) и выражаются в объемных процентах или в концентрациях по массе. Например, для водорода $C_n = 4,1\%$ (об), а $C_v = 80,0\%$ (об).

При содержании газа в воздухе помещения в пределах 5 – 15% образуется взрывоопасная концентрация горючего газа. Максимально допустимая концентрация горючего газа в воздухе помещения не должна превышать 1/5 от нижнего предела взрываемости данного газа (например, для метана не более 1%).

Концентрационные пределы взрываемости определяют расчетными методами или экспериментально. В таблице 1 представлены верхний и нижний концентрационные пределы взрываемости некоторых углеводородов.

Учитывая опасные свойства газа необходимо систематически следить за герметичностью соединений газопроводов; сальниковых уплотнений арматуры; исправностью предохранительных клапанов и гидрозатворов; исправностью систем автоматического контроля и защиты загазованности помещений; исправностью газоанализатора и вентиляционных систем.

В производственных условиях для контроля и автоматической сигнализации наличия в воздухе закрытых помещений горючих газов паров и их смесей (водорода, бутана, метана, окиси углерода, паров растворителей и др.) используют сигнализаторы довзрывных концентраций.

В качестве предохранительных приспособлений, применяемых для соблюдения технологических режимов, например давления, применяют предохранительные клапаны, мембраны. Предохранительные клапаны за-

щищают оборудование от недопустимого роста давления главным образом при относительно медленном возрастании давления. Разрывные мембраны применяются в случаях, когда необходимо быстро открыть значительные проходы для сброса большого объема среды.

Таблица 1.

Концентрационные пределы взрываемости некоторых углеводородов.

Наименование газа, жидкости	Пределы взрываемости, %	
	Нижний C_n	Верхний C_v
Бутан	1,8	8,5
Гексан	1,24	6,0
Метан	5,28	15,4
Пентан	1,47	8,0
Пропан	2,31	9,5
Этан	3,07	14,95
Ацетон	1,6	13,0
Бензин	0,8-2	5,5-8,8
Бензол	1,1	6,8
Керосин	0,1	7,5
Метиловый спирт	6,7	36,5
Этиловый спирт	2,6	30
Толуол	1,0	6
Ксилол	1,0	6,3
Сероуглерод	1,0	50,0
Ацетилен	2,5	82,0
Водород	4,1	80,0

В настоящей работе концентрационные пределы определяем экспериментально. Определяются условия, при которых возможно образование взрывоопасной смеси «пропан-бутан» с воздухом и демонстрируется эффект взрыва во взрывной камере.

Порядок выполнения работы

При подготовке к работе демонстрационной камеры 1 необходимо отвернуть гайку 5 и откинуть крышку 6. Установить взрывной клапан (лист бумаги), закрыть и затянуть гайками 5 крышку 6.

Затем приступают к проверке запального устройства 7 – электророзжига, для чего вставляют штепсельную вилку в розетку электрической сети (220 В, 50 Гц) нажимают кнопку 8 на зажигалке на одну секунду. При нормальной работе запального устройства возникает электрическая искра, сопровождаемая характерным треском.

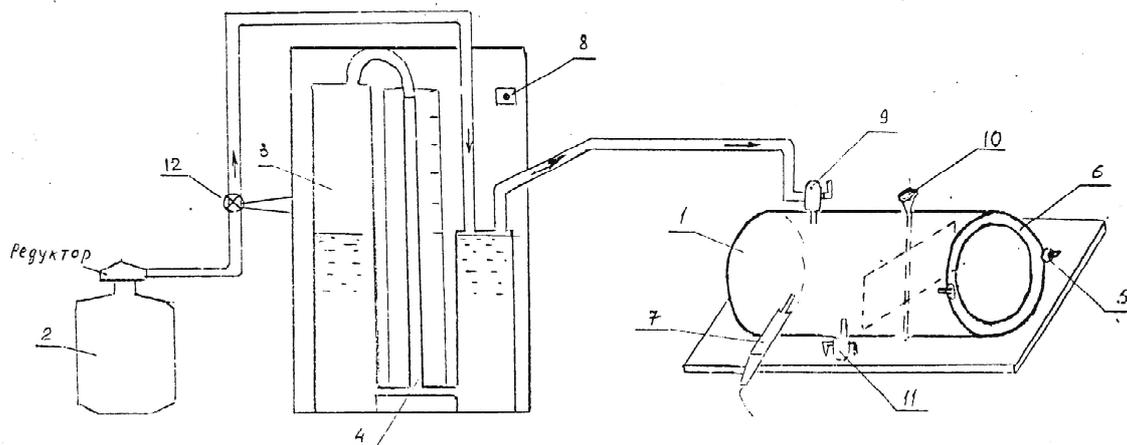


Рис. 1. Установка для демонстрации пределов взрываемости газов:

- 1 – демостационарная камера; 2 – газовый баллон; 3 – дозатор; 4 – водомерное стекло;
 5 – гайки; 6 – крышка; 7 – запальное устройство; 8 – кнопка; 9 – краник для впуска газа;
 10 – мешалка; 11 – краник для выпуска газа; 12 – краник впуска газа в дозатор

Для заполнения взрывной камеры смесью нажимаем клапан на баллоне 3 и фиксируем количество подаваемого в камеру сжиженного газа по шкале дозатора. Открываем кран 9 (положение «рукоятка вверх») и повернув на 3 – 5 оборотов мешалку 10 для перемешивания газовой смеси.

Нажимаем кнопку выключателя 8 запального устройства. Когда состав смеси «сжиженного» газа с воздухом будет находиться в диапазоне взрываемости, происходит взрыв. Эксперименты проводятся при различной концентрации сжиженного газа с воздухом: до, в пределах и выше диапазона взрываемости. Результаты необходимо занести в таблицу 2.

Таблица 2

№ опыта	Концентрация газа	Заключение

Меры безопасности при проведении опыта

Работа может производиться только под наблюдением преподавателя.

Перед включением запального устройства необходимо убедиться в отсутствии людей со стороны взрывного клапана. При этом исполнитель должен находиться на расстоянии вытянутой руки от камеры.

Перед демонстрацией взрыва осуществляется продувка камеры газом. Для этого откывают верхний впускной 9 и нижний выпускной 11 краны. После продувки в течение 3 – 5 секунд краны закрывают.

Лабораторная работа № 8
**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА
СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

В технических условиях на авиационные и автомобильные бензины, на авиационные, тракторные и осветительные керосины, на дизельные топлива и на растворители одним из важнейших показателей является фракционный состав. Обычно для этих нефтепродуктов при проведении разгонки в стандартных условиях нормируются температура начала кипения, температуры, при которых отгоняется 10, 50, 90 и 97,5% от загрузки, а также процент остатка и иногда температура конца кипения.

Температура начала кипения и особенно температура выкипания 10% топлива (t_{10}) характеризует его пусковые свойства. Чем ниже эта температура, тем, следовательно, больше в топливе легкоиспаряющихся веществ и тем легче и при более низкой температуре можно запустить холодный двигатель.

Температура выкипания 50% (t_{50}) оказывает решающее влияние на быстроту прогрева запущенного на холоде двигателя и на соответствующий расход топлива. С понижением t_{50} прогрев ускоряется, а расход топлива на него снижается.

Не меньшее значение имеет и полнота испарения топлива, что по данным стандартной разгонки хорошо характеризуется температурами выкипания 90, 97-98% и конца кипения. При повышении этих температур уменьшается полнота испарения топлива, что влечет за собой неравномерность в его распределении по цилиндрам двигателя, разжижение смазки, увеличение расхода топлива и масла и, в конечном итоге, ускоряет износ двигателя.

Определение фракционного состава проводится при атмосферном давлении в простых перегонных аппаратах, не снабженных ректифицирующими устройствами.

Аппаратура, посуда, реактивы.

- колба нагретель;
- колба круглодонная вместимостью 500 см³;
- насадка;
- цилиндр мерный на 100 см³;
- термометр с градуировкой от 0 до 360°С;
- нефтепродукт.

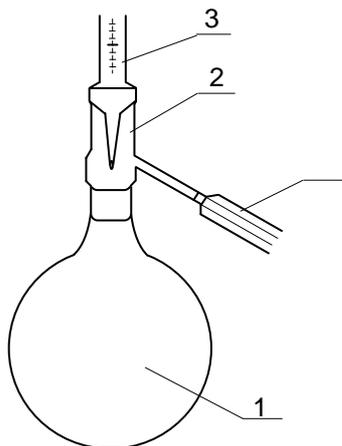


Рис. 1. Прибор для определения содержания воды: 1 – колба круглодонная; 2 – насадка; 3 – термометр; 4 – холодильник

Проведение испытания

В чистую сухую колбу с помощью мерного цилиндра наливают 100 см^3 испытуемого нефтепродукта. Собирают прибор как показано на рис. 1. При этом ось термометра должна совпадать с осью шейки колбы, а верх ртутного шарика находится на уровне нижнего края отводной трубки в месте ее припая.

После сборки прибора начинают равномерно нагревать колбу. Нефтепродукт испаряется, конденсируется в холодильнике и поступает в мерный цилиндр.

Для соблюдения стандартных условий разгонки необходимо регулировать нагрев таким образом, чтобы от начала нагрева до падения первой капли дистиллята в приемник прошло не менее 5 и не более 10 мин (для керосинов и легких дизельных фракций 10 – 15 мин).

Температуру, при которой в мерный цилиндр падает первая капля, отмечают как температуру начала кипения.

Дальнейшая интенсивность нагрева должна обеспечивать равномерную скорость перегонки с отбором $4\text{--}5 \text{ см}^3$ дистиллята в 1 мин, что примерно соответствует 20 – 25 каплям в 10 сек. Фиксируют температуры отбора каждые 10 мл (10%). В случае определения фракционного состава бензина отмечают также объем дистиллята при 70, 100 и 180°C. После отгона 90% нагрев регулируется так, чтобы до конца перегонки, т.е. до выключения нагрева, прошло от 3 до 5 мин. При перегонке керосинов и легкого дизельного топлива после отгона 95% нагрев не усиливают, но отмечают время до конца перегонки – оно не должно превышать 3 мин. Обогрев выключают в тот момент, когда в мерном цилиндре объем станет равным высшему нормируемому проценту отгона (97,5, 98% и т.п.) для данного нефтепродукта. Если же нормируется температура конца кипения, то нагрев ведут до тех пор, пока ртутный столбик термометра не остановится на некоторой высоте, а после этого не начнет опускаться.

Температуру остановки принимают за температуру конца кипения нефтепродукта.

Обработка результатов

По данным, полученным опытным путем, строится график зависимости объема дистиллята в процентах от температуры выкипания фракций.

Если перегонка ведется при барометрическом давлении выше 770 или ниже 750 мм. рт. ст., то в показания термометра вводят поправку, рассчитанную по формуле

$$B = 0,00012(760 - p)(273 + t), \quad (1)$$

где p – барометрическое давление во время перегонки, мм. рт. ст.;

t – температура, показанная термометром, °С.

Поправка B прибавляется к показаниям термометра при барометрическом давлении ниже 750 мм. рт. ст. и вычитается при барометрическом давлении выше 770 мм. рт. ст.

Точность метода

Для двух параллельных разгонок допускаются следующие расхождения: для температуры начала перегонки 4°С; для конечных и промежуточных точек фракционного состава 2°С и 1 мл; для остатка 0,2 мл.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдурашитов, С.А. Трубопроводы для сжиженных газов / С.А. Абдурашитов, А.А. Тупиченков. – М.: Недра, 1965. – 215 с.
2. Бобрицкий, И.В. Основы нефтяной и газовой промышленности / И.В. Бобрицкий, В.А. Юфтин – М.: Недра, 1980. – 200 с.
3. Бобровский, С.А. Газовые сети и хранилища / С.А. Бобровский, Е.И. Яковлев. – М.: Недра, 1980. – 413 с.
4. Бородавкин, П.П. Сооружение магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин – М.: Недра, 1987. – 471 с.
5. Гаврилов, В.П. Черное золото планеты / В.П. Гаврилов. – М.: Недра, 1990. – 160 с.
6. Гужов, С.С. Как ищут и добывают нефть и газ / С.С. Гужов. – М.: Недра, 1973. – 144 с.
7. Зорькин, Л.М. Метан в нашей жизни / Л.М. Зорькин, М.И. Суббота, Е.В. Стадник. – М.: Недра, 1986. – 151 с.
8. Калинин, А.Г. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ / А.Г. Калинин, А.З. Левицкий, Б.А. Никитин. – М.: Недра, 1998. – 440 с.
9. Кострин, К.В. Почему нефть называется нефтью / К.В. Кострин. – М.: Недра, 1967. – 158 с.
10. Межрицкий, Л.М. Оператор нефтебазы / Л.М. Межрицкий. – М.: Недра, 1976. – 239 с.
11. Мазур, И.И., Лобов, А.Г. Нефть и газ. Мировая история / И.И. Мазур, А.Г. Лобов. – М.: Земля и человек XXI век, 2004. – 896 с.
12. Нечваль, М.В. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам / М.В. Нечваль, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов. – М.: Недра, 1976. – 221 с.
13. Плитман, И.Б. Справочное пособие для работников автозаправочных газонаполнительных станций / И.Б. Плитман. – М.: Недра, 1982. – 189 с.
14. Середа, Н.Г. Основы нефтяного и газового дела / Н.Г. Середа, В.М. Муравьев. – М.: Недра, 1980. – 287 с.
15. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф.Ф. Абузова, Р.А. Новоселов [и др.] – М.: Недра, 1992. – 320 с.
16. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В. Б. Белоусов, А.Г. Немудров [и др.] – М.: Недра, 1988. – 368 с.
17. Хотимский, Б.Г. Нефть вчера и сегодня / Б.Г. Хотимский, В.Г. Топорский, О.А. Молохин. – Л.: Недра, 1977. – 175 с.
18. Элияшевский, И.В. Технология добычи нефти и газа / И.В. Элияшевский. – М.: Недра, 1976. – 256 с.
19. Мстиславская, Л.П. Основы нефтегазового производства: учеб. для вузов / Мстиславская, Л.П., Павлинич М.Ф., Филиппов В.П.. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1996. – 248 с.
20. Фукс, Н.Г., Холодов, Б.П. Нефть, газ и продукты их переработки. учеб. пособие / Н.Г. Фукс, Б.П. Холодов. – М.: Нефть и газ, 1994 – 163 с.

Учебное издание

ЯНУШОНОК Александр Николаевич

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

Учебно-методический комплекс
для студентов специальности 1-70 05 01
«Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Редактор *Д. М. Севастьянова*
Дизайн обложки *А. Н. Парфёновой*

Подписано в печать 11.02.2014. Формат 60×84¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 18,56. Уч.-изд. л. 17,98. Тираж 30 экз. Заказ 147.

Издатель и полиграфическое исполнение:
учреждение образования «Полоцкий государственный университет».

ЛИ № 02330/0548568 от 26.06.2009

ЛП № 02330/0494256 от 27.05.2009

Ул. Блохина, 29, 211440, г. Новополоцк.