

В. В. Тетельмин
В. А. Язев

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ



Долгопрудный 2009

Нефтегазовая инженерия

В.В. ТЕТЕЛЬМИН

В.А. ЯЗЕВ

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

СЕРИЯ
«Нефтегазовая инженерия»



Долгопрудный
2009

УДК 547.665.9

Т 37

БК 35.514

Рецензенты:

Заведующий кафедрой

«Охраны недр и рационального природопользования»
Московского государственного открытого университета
профессор *А.Г. Милютин*;

Заведующий кафедрой

«Экологической безопасности и управления»
Международного независимого эколого-политологического университета
профессор *С.А. Фомин*

Тетельмин В.В., Язев В.А.

Т 37 Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. Учебное пособие / Тетельмин В.В., Язев В.А. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. – 352 с.: ил. (Серия «Нефтегазовая инженерия»).

ISBN 978-5-91579-2

Характеристики основных геосфер Земли рассмотрены в взаимосвязи с проблемой современного антропогенного влияния на них нефтегазовых объектов. Освещена система правового регулирования экологических отношений в России. Приведены принципиальные схемы обустройства нефтегазовых объектов. Изложены вопросы техники и технологии защиты водной и воздушной сред, почвы и недр от загрязняющих веществ на предприятиях нефтегазового комплекса.

Для студентов и преподавателей, специалистов отрасли и экологов.

БК 35.514
УДК 547.665.9

ISBN 978-5-91559-079-2

© 2009, Тетельмин В.В., Язев В.А.
© 2009, ООО Издательский Дом
«Интеллект», оригинал-макет

**150-летию мировой нефтедобычи
посвящается**

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
Глава 1. ОКРУЖАЮЩАЯ ПРИРОДНАЯ СРЕДА	9
1.1. Окружающая природная среда и общество	9
1.2. Основные понятия и определения защиты окружающей среды	14
1.3. Геосферы Земли как окружающая среда	21
1.4. Эволюция природопользования	33
1.5. Общий глобальный цикл углерода	37
1.6. Проблема глобального потепления	40
1.7. Геодинамическая нестабильность земной коры	44
1.8. Физико-химические свойства нефти	50
Глава 2. ФУНКЦИИ УПРАВЛЕНИЯ В СФЕРЕ ОХРАНЫ (ЗАЩИТЫ) ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ	57
2.1. Экологическая политика государства	57
2.2. Ведение государственных кадастров в сфере природопользования	61
2.3. Учет и регистрация вредных воздействий на ОПС	63
2.4. Государственный экологический мониторинг	63
2.5. Планирование природоохранной деятельности	64
2.6. Лицензирование в сфере охраны ОПС	64
2.7. Сертификация в сфере охраны ОПС	65
2.8. Экологический контроль	65
2.9. Экологический аудит	66
2.10. Экологические платежи	66
2.11. Экологическое страхование	67

Глава 3. ВИДЫ И ФОРМЫ НАРУШЕНИЙ И ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ	69
3.1. Виды загрязнений окружающей среды	69
3.2. Углеводороды как загрязнители окружающей среды	72
3.3. Прочие химические вещества-загрязнители	73
3.4. Тепловое загрязнение	76
3.5. Шумовое загрязнение	77
3.6. Электромагнитное загрязнение	78
3.7. Радиационное загрязнение	79
3.8. Классы опасности вредных веществ	80
Глава 4. ПРАВОВАЯ ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ	84
4.1. Правовая охрана атмосферного воздуха от химических загрязнений	84
4.2. Правовая охрана вод от химического загрязнения	85
4.3. Правовая охрана почвы от химического загрязнения	87
4.4. Правовая охрана ОПС от загрязнений производственными отходами	87
4.5. Нормирование в сфере охраны ОПС	89
4.6. Процедура оценки воздействия на ОПС	91
4.7. Экологическая экспертиза объектов нефтегазового комплекса	92
4.8. Право на благоприятную окружающую среду и экологическую безопасность	93
Глава 5. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ	95
5.1. Схема обустройства месторождений нефти	95
5.2. Состав сооружений магистральных нефтепроводов	103
5.3. Состав сооружений магистральных газопроводов	106
5.4. Классификация и состав перекачивающих станций	109
5.5. Объекты хранения и распределения углеводородов	113

5.6. Объекты переработки нефти и газа	125
5.7. Сооружения для морской добычи углеводородов	139
Глава 6. ВОЗДЕЙСТВИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	146
6.1. Экологические проблемы нефтегазовой отрасли	146
6.2. Экологические риски и безопасность нефтегазовых объектов	153
6.3. Технологические аспекты воздействия процессов бурения на окружающую среду	157
6.4. Воздействие объектов нефтегазового комплекса на атмосферу	165
6.5. Воздействие объектов нефтегазового комплекса на водную среду	176
6.6. Воздействие нефтегазовых объектов на почву, растительный и животный мир	183
6.7. Воздействие объектов нефтегазодобычи на геологическую среду	192
Глава 7. ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ	211
7.1. Осложнения и аварии в процессе бурения кважин	211
7.2. Гидравлический разрыв пласта при бурении	222
7.3. Потери нефти и нефтепродуктов из резервуаров	228
7.4. Гидравлический удар в нефтепроводах	231
7.5. Утечки нефти и газа через отверстия в трубе	234
7.6. Случаи крупных аварий при обращении углеводородами	241
Глава 8. ЭКОЗАЩИТНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТАХ	247
8.1. Экозащитные мероприятия при строительстве скважин	247
8.2. Выбор плотности и типа бурового раствора	252
8.3. Методы и техника утилизации отходов бурения	255
8.4. Трубы и арматура для магистральных трубопроводов	260

8.5. Напряжения в трубопроводах и толщина стенок труб	267
8.6. Изоляция труб и испытания магистральных трубопроводов	272
8.7. Виды коррозии и электрохимическая защита трубопроводов	276
8.8. Санитарно-защитные зоны предприятий	281
Глава 9. ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ УЩЕРБА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ	283
9.1. Экологическое сопровождение объектов разработки месторождений на стадии проектирования	283
9.2. Экологическое сопровождение эксплуатации объекта нефтегазового комплекса	284
9.3. Основные мероприятия по охране окружающей среды	286
9.4. Мероприятия при ликвидации объектов инфраструктуры промысла	292
9.5. Мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий	293
Глава 10. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ЗАЩИТЫ ВОДНОЙ И ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ	297
10.1. Физические принципы очистки выбросов и сбросов от загрязнений	297
10.2. Основные процессы извлечения газообразных примесей	304
10.3. Конструктивные особенности и характеристики пылеуловителей	306
10.4. Экозащитная техника и технология очистки сточных вод	316
10.5. Средства борьбы с нефтяными загрязнениями на море	324
10.6. Сорбционная технология борьбы с нефтяными загрязнениями	327
10.7. Экологическая политика предприятия	331
ГЛОССАРИЙ	333
ЛИТЕРАТУРА	349

Земля не принадлежит нам, это мы принадлежим Земле. Что бы мы не делали с Землей, мы делаем это с собой.

ВВЕДЕНИЕ

Проблемы защиты окружающей среды особенно остро проявляются в отраслях промышленности, связанных с недропользованием. Экологизацию технологических процессов на нефтегазовых объектах могут осуществлять те специалисты, которые умеют рационально подходить к использованию природных ресурсов.

Среди проблем защиты окружающей среды наиболее актуальной является охрана воздушного и водного бассейнов, так как загрязненные воздух и вода обуславливают загрязнение всей биосферы Земли, включая почву и геологическую среду. Экология является синтетической наукой, поэтому проблемы защиты биосферы от негативного воздействия предприятий нефтегазового комплекса требуют привлечения обширных знаний в области физики, химии, математики, машиностроения, медицины и других наук.

Наиболее эффективным методом защиты природы от загрязнения вредными веществами является использование безотходных ресурсо- и энергосберегающих технологических процессов с замкнутыми производственными циклами. Однако, на современном этапе очистка выбросов и сбросов остается основным мероприятием по защите водного и воздушного бассейнов от загрязнения.

Основной задачей государственной экологической политики и экологической политики предприятий нефтегазового комплекса является преодоление негативных воздействий на окружающую природную среду со стороны действующих пред-

приятий и улучшение ситуации в экологически неблагополучных регионах. Во избежание многих экологических проблем специалисты-нефтяники должны знать о тех сложных превращениях, которые происходят в процессе добычи, переработки, хранения и транспортировки углеводородов.

Для полного понимания этих проблем необходимо рассмотреть весь комплекс вопросов, связанных с загрязнением воздуха, воды, почвы и земных недр. Сюда входят нормирование качества окружающей среды, виды загрязнений, основы процессов очистки и утилизации выбросов и сбросов. Эти вопросы и являются предметом настоящей книги.

Глава 1

ОКРУЖАЮЩАЯ ПРИРОДНАЯ СРЕДА

1.1. Окружающая природная среда и общество

Природа и общество имеют общую материальную основу, являясь компонентами единого целого. *Общество* составляют люди, социальные процессы и предметы, извлеченные из природной среды и созданные трудом человека. Общество представляет собой высшую форму движения материи. Общество как производная природы может существовать и развиваться только в окружении природы при условии взаимодействия с ней.

Окружающая природная среда представляет собой все, что не включается в понятие «общество». Природа — это материя, которая окружает общество. Природа создает для человека и общества необходимый биологический режим жизни. Человек воздействует на природу, используя среду обитания в качестве средства и места жизни. В процессе производства часть природной среды (вещество) изымается, меняет свою форму и превращается в материальные ценности. Одновременно в самой природе происходят негативные изменения, человек вносит диссонанс в динамику природных явлений, природная среда заполняется отходами производства.

Понятие «охрана окружающей природной среды» связано с современным периодом, когда стали осуществляться меры по предотвращению ее загрязнения. Это реакция общества на возрастающие масштабы ухудшения состояния природы. Источниками загрязнения являются отходы промышленности, энергетики, транспорта, газы, сточные воды, нефть и нефтепродукты, бытовые отходы. Загрязнение Мирового океана нефтью, вырубка лесов и обмеление рек, уничтожение почвенного и растительного покрова — это следствие добычи полезных ископаемых. Химическое загрязнение не имеет границ: следы человеческой деятельности в виде остатков ДДТ обнаруживаются во льдах необитаемой Антарктиды. Ближний космос засорен остатками космических аппаратов.

В федеральном законе «Об охране окружающей природной среды» *окружающая природная среда* (ОПС) рассматривается как совокупность природных объектов и условий, в которых осуществляется жизнь и деятельность человека, включающая литосферу, гидросферу, атмосферу, биосферу и околоземное космическое пространство. В этом законе перечислены компоненты ОПС. Закон гласит, что охране от загрязнения, порчи, повреждения, истощения, разрушения подлежат естественные экологические системы, земля, ее недра, поверхностные и подземные воды, атмосфера и озоновый слой атмосферы, леса и иная растительность, животный мир, природные ландшафты, микроорганизмы, генетический фонд. Особой охране подлежат государственные природные заповедники, редкие виды растений и животных.

Окружающая среда состоит из *природных объектов*: воздух, недра, почва, река, участок леса, животное и др. Эту правовую категорию следует отличать от понятия «природный ресурс».

Природный ресурс — это совокупность запасов природных веществ и энергии, которые используются обществом для удовлетворения своих потребностей. Например, река — это природный объект, а запас гидравлической энергии реки — это природный ресурс. Лес — это природный объект, а древесина на корню — это природный ресурс. Продуктивный пласт — это объект, а извлекаемая из пласта нефть — это ресурс.

Юридическое понятие «*недра*» определяется как часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя и дна водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Водный объект — это сосредоточение вод на поверхности суши в формах ее рельефа или в недрах, имеющее границы, объем и черты водного режима.

Животный мир — это совокупность всех видов живых организмов, находящихся в состоянии естественной свободы.

Природная среда есть совокупность всей живой и неживой природы. Природа в современном естествознании представляется динамичной, развивающейся через кризисные состояния, катастрофы и *разветвления (точки бифуркации)*. Сове-

менная картина жизни определяет кризисные состояния как необходимую составляющую развития материи. Система «общество–природа» по достижении точки бифуркации перестраивается. Бифуркация — это толчок к развитию биосферы по какому-то новому пути.

Компоненты природной среды, влияющие на организмы, называют *экологическими факторами*. К ним относят:

- *абиотические* — компоненты неживой природы (литосфера, гидросфера, атмосфера, почва, климат);
- *биотические* — особи и популяции в природных сообществах;
- *антропогенные* — деятельность человека, приводящая к изменению среды обитания организмов. Антропогенный фактор вызван популяционным взрывом и разрушает биосферу.

Недостаток или избыток того или иного экологического фактора (экологического воздействия) ведет к невозможности существования живых организмов. В таких случаях говорят о *лимитирующих экологических факторах*.

Экосистемы — это динамические системы в определенном пространстве, которые образуют живые организмы и среда их обитания. Все части экосистемы взаимодействуют друг с другом, используя потоки энергии и создавая круговорот вещества. Размер экосистем может быть различным — они рассматриваются на различных иерархических уровнях: от глобального до отдельных географических объектов.

Биосфера — это единая глобальная экосистема, включающая в себя совокупность всех живых организмов на Земле — *биоценоз*, а также гидросферу, часть атмосферы и литосферы. Перечисленные земные оболочки наряду с другими (астеносферой, верхней и нижней мантией, ядром нашей планеты) образуют *геосферы*.

Жизнь сосредоточена главным образом на поверхности Земли, в почве и приповерхностном слое океана. В количественном отношении преобладают формы живых организмов, стоящие на относительно низком уровне эволюционного развития: вклад растений в общую биомассу составляет 99 %. Среди животных 96 % видов — беспозвоночные и только 4 %

видов — позвоночные, из которых лишь десятая часть — млекопитающие.

Главная функция биосферы — обеспечение круговорота химических элементов и вещества между гидросферой, атмосферой, литосферой и живыми организмами. Основным источником энергии для обеспечения подобного движения вещества является Солнце. В результате биологического круговорота происходит созидание органического вещества и его последующее разрушение. Определяющим звеном этого процесса являются растения; с ними связано образование свободного кислорода при фотосинтезе. В круговороте участвует множество химических элементов и соединений, из которых наиболее важные вода, углерод, сера, азот и фосфор.

Биота биосферы обуславливает преобладающую часть химических превращений на планете. Отсюда суждение В. Вернадского об огромной преобразующей геологической роли живого вещества. На протяжении органической эволюции живые организмы тысячекратно пропустили через себя всю атмосферу, весь объем мирового океана, массу почвы и минеральных веществ.

Благодаря способности трансформировать солнечную энергию в энергию химических связей растения и живые организмы выполняют мощную *средообразующую функцию*. Эта функция регулирует и обеспечивает необходимые для жизни состав атмосферы, радиационный и тепловой режим на планете, водный баланс и климатические особенности больших пространств, самоочищение воздуха и рек, поддержание плодородия почв.

Именно поэтому следует различать:

- *ресурсы биосферы*, возобновляемые ресурсы веществ и энергии, находящиеся под контролем живых организмов;
- *ресурсы техносферы*, захваченные человеком и вырванные им из биотического круговорота, находящиеся вне контроля со стороны биосферы.

Атмосфера — внешняя газовая оболочка Земли, на 99% состоящая из азота и кислорода. Современные процессы образования газов на Земле подразделяются на три группы: био-

генные (O_2 , CO_2 , N_2 , H_2S , CH_4 и др.); физико-химические (Ag, ^{14}C , 3H , CO_2 и др.); техногенные (CO_2 , CO, NO, SO_2 и др.). Районы месторождений нефти и газа являются поставщиками многих газов в атмосферу: CO_2 , H_2S , CH_4 , SO_2 и др. Споры бактерий и грибов встречаются на высоте до 20 км от поверхности Земли. Важнейшую роль в развитии живых организмов играет озоновый слой атмосферы, который поглощает губительное для организмов ультрафиолетовое излучение Солнца.

Гидросфера — это водная оболочка Земли, куда входят воды океанов, морей, континентальных водоемов и ледяных покровов. Развитие органического мира тесно связано с гидросферой: мировой океан — это место скопления огромного количества биологических, минеральных и энергетических ресурсов. В зависимости от температуры, солености, давления и глубины изменяются виды подводных растений и организмов. Океанский фитопланктон поставляет почти половину кислорода атмосферы.

Литосфера включает земную кору и верхний слой мантии — астеносферу. Основная масса организмов сосредоточена в почвенном слое литосферы, однако жизнь в ней опускается на глубину проникновения воды — до 7 км.

Геологическая среда рассматривается как природная среда недропользования, связанная с геологическими объектами и процессами. К геологическим объектам относят осадочный и гранитно-метаморфический слои литосферы, а также гидросферу. К геологическим процессам относят геодинамические, эндогенные и экзогенные процессы, которые сформировали внутренние и внешние геосферы, природные ландшафты и месторождения полезных ископаемых.

Действие геодинамических и эндогенных процессов (землетрясения, извержения вулканов и подводные излияния лав) разрушительно проявляются на тектонически активных континентальных окраинах, зонах спрединга и субдукции, трансформных разломах, в коллизионных складчатых поясах.

Экзогенные процессы (оползни, лавины, эрозия, карсты и др.) проявляются на поверхности Земли повсеместно в результате длительных процессов выветривания.

Недра — это часть земной коры от нижней границы почвенно-растительного слоя на суше или от поверхности морского дна до предельно возможной глубины ее использования. В то же время следует иметь в виду, что на объектах недропользования разрушительному воздействию подвержен почвенно-растительный слой на больших территориях.

Техносфера — это часть биосферы, преобразованная деятельностью человека. Развитие производительных сил общества, нерегулируемый рост населения планеты и его потребностей идет за счет возрастания материального производства, разрушительно воздействующего на природную среду. Наиболее опасными техногенными объектами являются тепловые и электрические станции, угледобывающие и горно-металлургические предприятия, нефтегазовые промыслы, химические и нефтеперерабатывающие заводы, магистральные нефте- и газопроводы, танкеры для транспортировки нефти и сжиженного газа, подземные хранилища нефти и газа, радиохимические заводы, пункты захоронения отработанного ядерного топлива.

1.2. Основные понятия и определения защиты окружающей среды

Общественные отношения — это отношения между людьми **по поводу** использования предметов материального мира, а не отношение человека к вещи или объекту природы.

Окружающая природная среда становится объектом общественных отношений вследствие использования и эксплуатации ее полезных свойств. Именно в результате эксплуатации природных ресурсов и возникает необходимость охраны объекта природы от неправильного, нерационального использования.

Воздействие на ОПС считается *вредным*, если оно ухудшает условия жизни человека, условия обитания и воспроизводства живых организмов, условия устойчивого функционирования экологических систем.

Общественные отношения по поводу охраны ОПС классифицируются в зависимости от характера вредного воздействия.

Во-первых, это общественные отношения (ОО) по поводу *химического воздействия* на природу. Имеется в виду загрязнение атмосферного воздуха в результате выбросов загрязняющих веществ, загрязнение вод стоками, загрязнение почвы химическими удобрениями и ядохимикатами.

Во-вторых, это ОО по поводу ухудшения состояния ОПС в результате вредных *физических воздействий*: шум, вибрации, электромагнитные поля, радиационное загрязнение, отвалы, скважины.

В-третьих, это общественные отношения по поводу предотвращения вредных *биологических воздействий* в связи с применением биотехнологий, загрязнения ОС вредными микроорганизмами.

В некоторых регионах России степень отрицательного антропогенного воздействия на ОПС достигла такого уровня, что возникает необходимость объявления этих территорий зонами экологического бедствия.

Рассмотрим пример сброса сточных вод в водные объекты. Соответствующее предприятие (субъект) получило право хозяйственного ведения, оперативного управления или право собственности на воду. Предприятие (субъект) осуществляет забор воды из водного объекта для использования ее в технологическом процессе (например, в бурении или обессоливании нефти). В процессе бурения вода насыщается десятками химических веществ. После того как вода становится ненужной для бурения скважины, *владелец или собственник отказывается от своего права собственности на воду, сбрасывая ее в реку. Отказ от права собственности, связанный со сбросом загрязненной воды в окружающую среду, представляет собой опасность для природы и общества.*

Аналогичная ситуация с выбросом ЗВ в атмосферу, когда в воздушную среду поступают отработанные газы и сажа или в ОПС поступают отходы производства. Во всех этих случаях собственник или владелец отказывается от права собственности на загрязняющие вещества, *выбрасывая или сбрасывая их в ОПС. Из этого следует, что правовая природа экологических общественных отношений имеет *имущественный характер.**

Экология — это синтетическая наука, которая делится на множество разделов, из которых можно выделить три основные:

- общая экология или биоэкология изучает взаимоотношения живых систем с окружающей средой и между собой;
- геоэкология изучает динамику геосфер, включая биосферу, их взаимодействие и геофизические условия жизни;
- прикладная экология изучает аспекты инженерной и социальной охраны среды обитания человека.

Термин «экология» был предложен Э. Геккелем в 1886 г. и первоначально обозначал одну из ветвей биологии, изучающую взаимосвязь видов живых существ и среды их обитания. В настоящее время понятие «экология» существенно расширилось. Часто высоким словом экология пользуются не по делу. Например, экология не нужна для уборки улиц, для установки фильтров на дымовой трубе. Экология нужна раньше — при обосновании новых технологий, материалов и новой техники.

Задачи экологии как науки является исследование действия окружающей среды на жизнедеятельность организмов, деятельности человека на окружающую среду, а также восстановление нарушенных человеком естественных природных условий. Экология также служит научной основой рационального использования природных ресурсов, включая полезные ископаемые.

Антропогенный ландшафт — преобразованный человеческой деятельностью природный ландшафт. Обычно действующие и заброшенные объекты недропользования выглядят удручающе.

За 100 лет *техносфера* увеличилась до 40 млн км², а биосфера суши сократилась на 15%: площадь деградированных земель достигла 2 млрд га; площадь лесов снизилась до 38 млн км². Ежегодно на дорогах мира появляются 16 млн новых автомобилей. Появились новые виды оружия массового поражения. Более того, человек раздвинул границы техносферы далеко за пределы биосферы: космос, недра, океаны, микромир. Можно сказать, что в результате деятельности человека *искусственное вытесняет естественное*.

Решения, найденные природой за миллионы лет, оптимальны и имеют большую ценность. Попытки перекроить природу в угоду потребностям человека приводят к созданию искусственных экосистем с энергетической эффективностью, гораздо меньшей, чем у природных.

Сегодняшний человек живет в обществе потребления. Объем использования человеком вещества и энергии для удовлетворения своих надбиологических потребностей возрос в сотни раз. Суммарная масса выбросов загрязняющих веществ в земную атмосферу составляет около 20 млрд т, в том числе 15 млрд т диоксида углерода. В результате уровень антропогенного воздействия на природу приблизился к *пределу устойчивости* биосферы, а по некоторым параметрам превзошел этот предел. Человечество на этом пути не достигло счастья, однако потеряло возможность жить в ладу с природой и самим собой. Единственно приемлемой этической основой взаимоотношений человека и природы должно быть «*благоговение перед жизнью*».

Все вышеперечисленное требует разумного, рационального подхода к природопользованию вообще и недропользованию, в частности. Принцип *экологического рационализма* не должен подменяться экономической целесообразностью или интересами отдельных социальных групп.

Главными задачами экологической *охраны природы* являются сохранение природных ландшафтов и их биоценоза, научно обоснованное землепользование, восстановление чистоты водного и воздушного бассейнов, экологизация технологических процессов, связанных с природопользованием.

Вся сумма воздействий человека на природную среду состоит из трех групп факторов: населения, потребления и технического прогресса.

Численность населения является важнейшим геоэкологическим фактором, поскольку она предопределяет потребности общества в питании, одежде и других услугах и ресурсах. Численность населения продолжает расти и по прогнозам должна стабилизироваться на уровне 10 млрд человек. Существу-

ет опасность, что потребности населения Земли превзойдут имеющиеся ресурсы, что может привести к геоэкологическому кризису и кровопролитным конфликтам. В некоторых странах Африки численность населения уже непроизвольно регулируется вследствие межплеменных столкновений и гражданских войн.

Потребление является вторым важнейшим геоэкологическим фактором. Потребности людей растут быстрее, чем численность населения. Разница в уровнях потребления различных стран очень велика. Развитые страны также в большей степени используют системы жизнеобеспечения Земли, сбрасывая в воду и воздух значительно больше загрязнителей, чем развивающиеся страны. С 1900 г. объем мирового промышленного производства увеличился почти в 25 раз. Регулирование антропогенного давления на экосферу Земли может проводиться посредством управления численностью населения или величиной всемирного потребления, или обоими путями сразу.

Технический прогресс — это третий важнейший геоэкологический фактор. Под этим термином понимается весь комплекс процессов переработки природных ресурсов и использования систем жизнеобеспечения Земли. Человечество ежегодно перерабатывает около 100 млрд т сырья, используя при этом энергетические мощности до 10^{10} кВт. Все эти процессы антропогенны и не характерны для природы: сырье извлекается из невозобновляемых ресурсов; энергия производится благодаря сжиганию горючих ископаемых, не вовлеченных в естественные круговороты вещества; произведенные продукты выбрасываются на свалки через относительно короткое время, вызывая загрязнение окружающей среды.

Именно технический прогресс вызывает процессы деградации экосферы. Вместе с тем технический прогресс рассматривается как надежда, благодаря которой можно решить им же порожденные основные геоэкологические проблемы. Очевидно, что человечеству необходимо в ближайшее время обеспечить переход к новым, менее вредным и более управляемым технологиям.

Технологии недропользования преимущественно являются разрушающими, поэтому эта отрасль далека от гармоничного взаимодействия с природной средой. Поэтому же и возникло научное направление, которое получило название *геоэкология недропользования*.

Геоэкология — это научное направление, изучающее Землю как систему геосфер в процессе их взаимодействия со всей совокупностью живого вещества. Если давать более короткое определение, то можно сказать, что *геоэкология* — это наука об интеграции геосфер и общества.

К базисным законам экологии, имеющим прямое отношение к геоэкологии недропользования, следует отнести:

- ограниченность природных ресурсов и падение природно-ресурсного потенциала;
- внутреннее динамическое равновесие экологических систем;
- снижение энергетической эффективности недропользования;
- оптимальность или рациональность в геоэкологии.

Закон ограниченности природных ресурсов и падения природно-ресурсного потенциала справедлив только на современном этапе жизнедеятельности человека. В настоящее время исчерпаемость отдельных видов минерально-сырьевых ресурсов — это объективная реальность. Здесь имеется в виду ограниченность тех природных ресурсов, которые вовлечены в сферу деятельности человека и в дальнейшем не восстановимы. Это положение касается прежде всего энергоносителей, в особенности нефти и природного газа. На самом деле энергетический потенциал Земли и количество солнечной энергии, получаемое Землей, неисчерпаемы.

Закон внутреннего динамического равновесия — ключевой в природопользовании. Абсолютно безотходное производство невозможно. Каждый объект недропользования взаимодействует с окружающей средой, нарушает сложившееся в ней природное экологическое равновесие. Этот закон требует сохранения или минимизации нарушения экологического и природно-антропогенного равновесия экологических систем. Это

возможно только при использовании экологически безопасных технологий добычи и переработки полезных ископаемых.

Закон снижения энергетической эффективности недропользования является следствием ограниченности природных ресурсов. На давно разрабатываемых месторождениях полезных ископаемых более низкие показатели добычи. Усложняющиеся географические и горно-геологические условия залегания на новых месторождениях полезных ископаемых требуют повышенных энергетических и экономических затрат.

Закон оптимальности и рациональности в геоэкологии оказывает влияние на производственную мощность объекта недропользования. Несбалансированность уровня развития производительных сил с минерально-ресурсным потенциалом объектов недропользования приводит к социальной напряженности. Несоблюдение этого закона приводит к негативным социально-экологическим последствиям.

Сегодняшняя стратегия развития цивилизации преимущественно основывается на *технократическом* подходе, ставящем человека и его технологии превыше всего. Сторонники этого подхода считают, что законы природы не могут и не должны мешать экономическому росту и прогрессу человечества. К сожалению, этот подход характерен для большинства людей, включая людей наделенных властью, хозяйственников и политиков. Эти люди не понимают, что прогресс цивилизации ограничен *экологическим императивом* — безусловной зависимостью человека от состояния живой природы.

Профессиональные экологи в отличие от технократов руководствуется единственно правильным *экоцентрическим* подходом. Истинные экологи исходят из представления о существовании единой глобальной экосистемы, в которой все живые организмы от микроба до человека взаимодействуют между собой и с природной средой.

Наиболее лаконично *законы экологии* изложил Б. Коммонер в следующих лаконичных формулах:

- *все связано со всем* (отражает свойство всеобщности связей);
- *все должно куда-то деваться* (вариант законов сохранения);

- *природа знает лучше* (человеческие знания о природных процессах ограничены);
- *ничто не дается даром* (использование любого ресурса должно быть возмещено).

Эволюция биосферы обусловлена тремя группами факторов: развитием планеты как космического тела; биологической эволюцией живых организмов и развитием человека. В.И. Вернадский сделал вывод о переходе биосферы в новое состояние — ноосферу. *Ноосфера* — это новая геологическая оболочка Земли, создаваемая человеческим обществом на научной основе.

Человечество в своем стремлении к улучшению условий существования постоянно наращивает темпы материального производства. Из недр Земли извлекаются и перерабатываются миллиарды тонн полезных ископаемых, которые, в конце концов, превращаются в отходы, все сильнее загрязняющие окружающую среду. Природа не успевает их перерабатывать. Антропогенная нагрузка на биосферу быстро приближает ее к критическому состоянию. Ухудшение состояния биосферы опасно для всех живых существ, в том числе для человека.

1.3. Геосфера Земли как окружающая среда

Планета Земля в целом

Вопрос о том, как образовалась наша планета, издавна привлекал внимание людей. Первой была теория Канта о происхождении Солнечной системы из первичного вращающегося газопылевого облака. При сжатии этого облака под действием гравитации облако раскручивалось, в результате возникали силы, действующие против гравитации. В результате от сжимающейся туманности поочередно отделялись кольца, давшие начало образованию планет.

В середине XX в. была выдвинута другая теория: планеты образовались в результате гравитационного захвата Солнцем плотного межзвездного газопылевого облака при его прохождении мимо ранее образовавшегося Солнца. Входящие в состав облака частицы объединялись и укрупнялись и со време-

нем становились потенциальными зародышами планет. Каждая будущая планета имела свою устойчивую орбиту и свою «зону питания». На формирование ранней Земли ушло примерно 500 млн лет. На 92% Земля состоит из пяти элементов: кислорода, железа, кремния, магния и серы.

Земля — третья по порядку от Солнца планета Солнечной системы вращается вокруг Солнца по близкой к круговой орбите на расстоянии около 150 млн км. Строение нашей планеты сегодня известно по сейсмическим данным, а состав ее верхних оболочек — атмосферы, гидросферы и земной коры (литосферы) по геологическим данным и прямым измерениям.

Планета Земля состоит из ядра и охватывающих его двух концентрических оболочек: мантии и земной коры (рис. 1.1). Залегающая под земной корой мантия имеет температуру до 3000 °С и состоит из расплавленных горных пород (магмы), способных течь как густая вязкая жидкость. Мантия постоянно подогревается со стороны горячего ядра, вследствие чего в ней непрерывно образуются мощные конвективные потоки магмы.

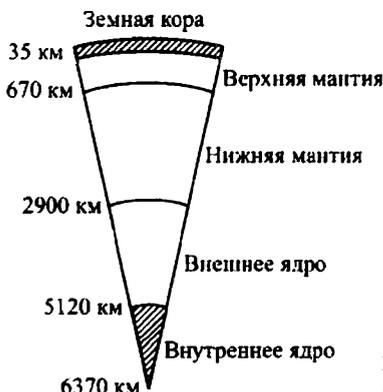


Рис. 1.1. Схема оболочечного строения планеты Земля

Масса Земли равна $5,98 \cdot 10^{21}$ т, средний радиус 6371 км, площадь поверхности 510 млн км², средняя плотность земного вещества 5,52 г/см³. Фигура Земли описывается геоидом, который аппроксимируется эллипсоидом вращения. Сплюснутость геоида определяется скоростью вращения Земли вокруг полярной оси.

Фигура Земли соответствует равновесной форме вращающейся жидкости. Отсюда можно предположить, что вещество Земли в ее недрах находится в эффективно жидком состоянии, хотя вязкость такой жидкости является очень высокой.

Вся история геологического развития Земли связана с выделением или поглощением тепла. Земля — это огромная тепловая машина. Через поверхность Земли теряется часть ее внутреннего тепла. Среднепланетарное значение удельного потока тепла, поступающего из недр, равно 59 мВт/м^2 . Характеристика энергетических процессов, происходящих в геосферах Земли, приводится в табл. 1.1.

Таблица 1.1. Энергетика сильных возмущений в геосферах

Мощность падающего на Землю солнечного излучения	$2 \cdot 10^{17} \text{ Вт}$
Энергия вращения Земли	$2,1 \cdot 10^{21} \text{ Дж}$
Мощность теплового потока через земную поверхность	$4 \cdot 10^{13} \text{ Вт}$
Мощность приливного воздействия Луны	10^{13} Вт
Энергия землетрясений с магнитудой 8,5	$3,6 \cdot 10^{17} \text{ Дж}$
Энергия вулканических извержений	до 10^{18} Дж
Энергия обрушений склонов и лавин	до 10^{10} Дж
Энергия подводных оползней	до 10^{19} Дж
Энергия смерчей, ураганов, торнадо, циклонов	до 10^{17} Дж
Энергия, потребляемая человечеством за сутки	10^{18} Дж
Энергия взрыва магистрального газопровода	до 10^{11} Дж
Энергия при пожарах на аварийных скважинах	до 10^{14} Дж
Энергия ядерного взрыва	до $2,4 \cdot 10^{17} \text{ Дж}$

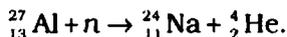
Существует гипотеза, что Земля на протяжении своей истории наращивала и продолжает наращивать свою массу за

счет поступающих из космического пространства материальных частиц и энергии. Падающие на Землю первичные космические лучи состоят из ядер тех же химических элементов, которые входят в состав Земли, главным образом из ядер водорода. В их составе 92% протонов (ядра водорода), 6,6% альфа-частиц (ядра гелия), 0,8% ядер углерода, азота, кислорода.

Основная масса космических частиц имеет энергию более 1 ГэВ на нуклон, что в тысячи раз превышает энергию частиц в самых горячих частях Вселенной. Это означает, что большая часть достигающих Земли космических частиц возникает при взрывах сверхновых. Вспышка сверхновой — это взрыв звезды, при котором выбрасывается вещество с массой, превышающей несколько масс Солнца. Полный поток первичных космических частиц у границы земной атмосферы равен $1 \text{ с}^{-1} \cdot \text{см}^{-2}$, то есть каждую секунду через единичную площадку проходит одна частица. Удельная мощность потока космических лучей составляет $7 \cdot 10^{-10} \text{ Дж/с} \cdot \text{см}^2$.

Основная часть первичных лучей со средней энергией 10 ГэВ при столкновении с ядрами расходует энергию на рождение в атмосфере элементарных частиц. Каждое столкновение образует множество заряженных частиц, что приводит к образованию в атмосфере электронно-фотонного каскадного ливня. Развитие такого ливня начинается на высоте около 25 км, общее число частиц в ливне достигает нескольких миллионов. Земля, как и все космические тела, поглощает приходящее извне вещество и за счет этого растет.

Ряд специалистов отстаивает существование в земных недрах ядерных превращений вещества. Например, протоны космических лучей с энергией более 100 ГэВ легко проходят сквозь атмосферу и поглощаются земными недрами. Подобные ядерно-активные частицы способны осуществлять ядерные превращения химических элементов. По этой причине вещество Земли постоянно эволюционирует. Например, с участием нейтронов естественных энергий происходят реакции с испусканием α -частиц, что объясняет высокие концентрации гелия в земной коре:



Земля получает материи из космического пространства больше, чем теряет, поэтому ее масса и размеры постоянно увеличиваются. По расчетам рост радиуса Земли характеризуется скоростью 2 см/год. Накопление и преобразование вещества происходит преимущественно в недрах, в результате земная кора испытывает растягивающие напряжения и разрывается. Извержения вулканов, землетрясения и расхождение дна океанов могут быть следствием роста Земли за счет «космической подпитки».

Из земных недр ежегодно выносятся на поверхность около $9 \cdot 10^9$ т магмы, пепла, паров и газов. Если всю массу, вынесенную за всю историю вулканических извержений, равномерно распределить по поверхности Земли, то получится слой толщиной в 34 км. Это означает, что земная кора является продуктом длительной переработки вещества верхней мантии посредством физического и химического выветривания, пересадения, а также преобразования растениями и живыми организмами.

По расчетам Земля завершит свое существование через 6 млрд лет, когда Солнце в ходе эволюции превратится в красного гиганта. Увеличиваясь в размерах, наше светило дойдет до орбиты Меркурия и Венеры и последовательно их поглотит. При этом на Земле экосистемы будут исчезать в порядке, обратном их возникновению. Далее звезда остановит свой рост, но Земля будет полностью выжжена.

Атмосфера Земли

Масса земной атмосферы равна примерно $5,15 \cdot 10^{15}$ т, плотность воздуха на уровне моря $1,27 \cdot 10^{-3}$ г/см³.

Азотно-кислородный состав земной атмосферы уникален для планет Солнечной системы. Сухой воздух содержит 75,51% азота, 23,15% ($1,2 \cdot 10^{21}$ г) — кислорода, 1,28 — аргона, 0,046 — углекислого газа, 0,00125 — неона и около 0,0007% остальных газов. Углерод в атмосфере присутствует также в форме метана — 0,00012%.

Важной компонентой атмосферы является водяной пар. Среднее содержание пара и воды в атмосфере достигает $1,3 \cdot 10^{15}$ т, что

в переводе на слой конденсированной воды составляет 25 мм. Водяной пар в атмосфере обновляется примерно 30 раз в году. В верхних слоях атмосферы под влиянием ультрафиолетового излучения возникает озон ($3,1 \cdot 10^9$ т), состоящий из трехатомных молекул кислорода. Образование этого газа спасает жизнь на поверхности Земли от пагубного воздействия жесткого солнечного излучения.

Средняя приземная температура на планете примерно равна $+15^\circ\text{C}$. В нижнем наиболее плотном слое атмосферы — тропосфере толщиной 12 км перенос тепла происходит, в основном, благодаря конвективным движениям воздушных масс. Конденсация влаги в тропосфере порождает облачность, которая является главным фактором, определяющим отражательную способность Земли. Любое повышение приземной температуры усиливает испарение влаги и увеличивает облачность Земли, а это, в свою очередь, повышает альбедо планеты и отражательную способность земной атмосферы. В результате средняя температура земной поверхности вновь снижается до прежнего уровня.

Гидросфера Земли

Земля — единственная планета Солнечной системы, на поверхности которой вода может находиться в жидком состоянии. Масса воды в современной гидросфере достигает $1,51 \cdot 10^{18}$ т. Большая часть воды сосредоточена в Мировом океане — $1,42 \cdot 10^{18}$ т и в материковых льдах — $0,023 \cdot 10^{18}$ т. На пресные воды суши приходится около $0,001 \cdot 10^{18}$ т. Помимо свободной воды часть ее в виде грунтовых и поровых вод пропитывает континентальную и океаническую кору. Суммарная масса таких вод достигает $0,066 \cdot 10^{18}$ т. Средняя соленость океанических вод достигает 35 ‰ (промилле или тысячных долей процента).

Кроме жидкой фазы часть воды ($0,713 \cdot 10^{18}$ т) связана в гидросиликатах земной коры. Всего же на Земле в ее верхних геосферах сосредоточено примерно $2,233 \cdot 10^{18}$ т воды. Воды океанов и морей покрывают около 2/3 поверхности Земли, средняя глубина Мирового океана близка к 3,8 км. В океанской воде

растворены практически все химические элементы, главными из которых являются катионы натрия, магния, кальция, калия и анионы хлора, HCO_3 , CO_3 , брома.

В верхних слоях океана в каждом литре воды растворено в среднем 50 мл углекислого газа, 13 — азота, до 8 мл — кислорода. Холодные океанические воды высоких широт насыщены газами в большей степени, чем теплые воды тропических широт. Всего в океане растворено CO_2 около $1,4 \cdot 10^{14}$ т, то есть почти в 60 раз больше, чем в атмосфере ($2,4 \cdot 10^{12}$ т). Кислорода в океане растворено около $8 \cdot 10^{12}$ т или в 150 раз меньше, чем его содержится в атмосфере.

Ежегодно реки сносят в океаны около $2,53 \cdot 10^{10}$ т терригенного материала с суши, из них примерно $2,23 \cdot 10^{10}$ т/год приходится на взвеси, а остальное — на растворенные и органические вещества.

Земная кора — литосфера

Земная кора представляет собой верхний слой жесткой оболочки Земли — ее литосферы. Земная кора состоит из легкого, менее плотного по сравнению с мантией вещества, которое недра «вытолкнули» из себя. Доля коры в общем объеме Земли составляет 1,5%, доля мантии — 82,3%, ядра — 16,2%. Геологические процессы непрерывно изменяют земную кору и ее поверхность, приводя к разрушению одних горных пород и образованию других. Поверхность земной коры формируется за счет разнонаправленных тектонических движений, создающих неровности рельефа путем разрушения, выветривания горных пород и осадконакопления. В обобщенном виде рельеф земной коры описывается гипсометрической кривой (рис. 1.2). По вертикали на ней отложена высота рельефа твердой поверхности Земли, а по горизонтали суммарная площадь районов, превышающих данный уровень.

Граница между корой и мантией подвижна: повышение температуры мантии приводит к расплавлению нижней части коры и смещает границу вверх, а понижение температуры — вниз. Границей раздела земной коры и верхней мантии принято считать «поверхность М», залегающую на глубинах 30...60 км на

континентах и 5...10 км под дном океана. Эта поверхность определяется глубиной, на которой происходит резкое увеличение скорости сейсмических волн — в среднем до 8 км/с. Обычно с этой поверхностью отождествляется нижняя граница гидратации земных недр. Особое значение «поверхности М» заключается в том, что на ее уровне примерно соблюдается архимедово равновесие земной коры, «плавающей» в вязком веществе мантии.

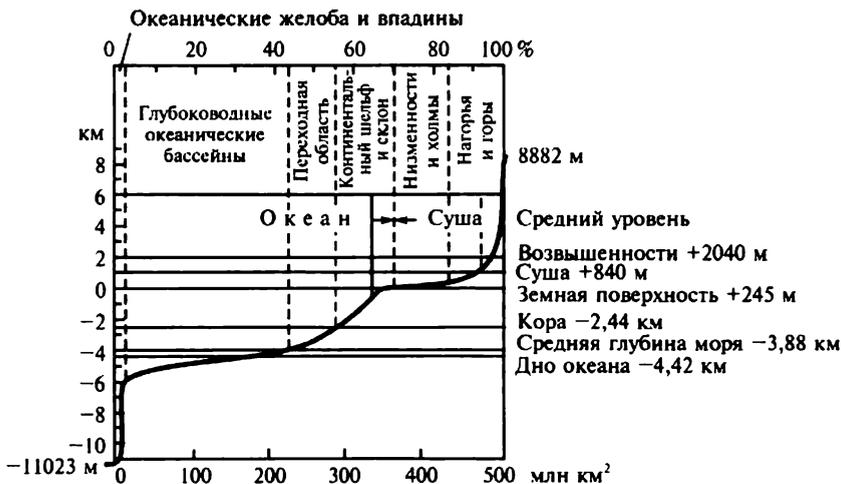


Рис. 1.2. Гипсометрическая кривая поверхности земной коры

Ниже этой поверхности залегает *астеносфера* — слой с повышенной электропроводностью и пониженной вязкостью. Эти особенности объясняются плавлением вещества астеносферы в пределах 1—2 %, которое проявляется в виде тонкой пленки, обволакивающей кристаллы при температуре 1200°C. Астеносферный слой расположен ближе всего под океанами (от 10 до 200 км) и глубже под континентами.

Нижним ярусом континентальной земной коры является толстый базальтовый слой, на котором покоится гранитный слой, покрытый чехлом осадочных пород. Океанское ложе состоит из базальтовой подстилки и тонкого слоя осадочных пород (рис. 1.3).

Океаническая кора формируется в рифтовых зонах срединно-океанических хребтов за счет излияния базальтовых расплавов из горячей магмы (из астеносферного слоя) на поверхность океанического дна. Ежегодно из астеносферы изливается и кристаллизуется не менее 6 км^3 базальтовых расплавов. Эти тектономагматические процессы не имеют себе равных на суше и сопровождаются повышенной сейсмичностью.

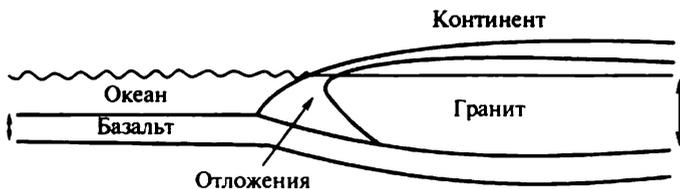


Рис. 13. Схематический разрез земной коры

Магма — это флюидо-силикатный расплав, содержащий в своем составе соединения с кремнеземом и растворенные летучие вещества, а также присутствующие в виде пузырьков газа. Летучие компоненты в магме представлены CO_2 , H_2 , H_2O , HF и др. При затвердевании магматический расплав теряет летучие компоненты. Кристаллизация магмы происходит постепенно по мере падения ее температуры. Вначале выделяются высокотемпературные минералы с образованием таких горных пород, как базальты и габбро, затем — низкотемпературные минералы с образованием диоритов и андезитов, затем — гранитов и риолитов и т. д. Процессы превращения магмы в горные породы достаточно сложны, и на них кроме охлаждения влияют множество разных факторов. Наличие в магме легкоотделяемых компонентов приводит к вулканическим процессам, а наличие трудноотделяемых компонентов — к интрузивным процессам.

Средний химический состав земной коры: SiO_2 — 53,5; Al_2O_3 — 15,9; CaO — 9,4; FeO — 7,6; MgO — 5,4; Na_2O — 2,7; CO_2 — 1,0; H_2O — 0,78. Химический состав земной коры впервые установил американский ученый Ф. Кларк. В его честь среднее содержание химических элементов в земной коре на-

зывают *кларком*. Земная кора почти наполовину состоит из кислорода: кларк кислорода — 47%. Далее по мере убывания идут кларки кремния — 29,5; алюминия — 8,05; железа — 4,65; кальция — 2,96; натрия и калия — по 2,50; магния — 1,87 и титана — 0,45%. В сумме это составляет более 99% массы земной коры. Суммарное содержание в земной коре остальных 80 элементов не превышает 1%.

По происхождению горные породы делятся на три группы: магматические; осадочные и метаморфические.

Магматические породы имеют кристаллическое строение и образуются из расплавленной магмы при застывании ее на некоторой глубине (интрузивные) или при выходе ее на поверхность (эффузивные).

На долю магматических пород приходится примерно 95% объема земной коры. Наиболее важным минералом в составе этих пород является окись кремния (кремнезем) — SiO_2 и окись алюминия Al_2O_3 . Содержание кремнезема определяет состав горных пород. При содержании кремнезема 45—52% породы входят в группу основных пород, при содержании более 65% — в группу кислых пород.

Осадочные породы залегают слоями и образуются в результате переотложения продуктов разрушения ранее существовавших коренных горных пород, а также из продуктов жизнедеятельности организмов. Так, песчаник образуется из песков, сланец — из ила, известняк — из морских раковин. Осадочные породы подстилаются древними магматическими или метаморфическими породами. Залежи нефти и газа, как правило, приурочены к осадочным породам. Непродуктивные породы, которые подстилают осадочные, называют коренными породами или породами фундамента.

Метаморфические породы образуются из магматических или осадочных пород на больших глубинах в результате действия высоких температур и давлений, а также в результате привноса в исходную породу магматических газов и водных растворов. Например, мрамор (CaCO_3) представляет собой метаморфизованный известняк (CaCO_3). Эти породы отличаются от исходных пород текстурно-структурными и прочностны-

ми свойствами, минералогическим составом, обладают слоистостью и кристаллическим строением.

По степени связности горные породы подразделяются на скальные, связные, рыхлые и текучие. Они могут находиться в сезонно-мерзлом и многолетнемерзлом состояниях. В районах Крайнего Севера мощность мерзлых пород может достигать сотен метров, температура -12°C . Обломочные водонасыщенные рыхлые породы при замерзании цементируются льдом и отличаются высокой прочностью. При оттаивании они переходят в текучее состояние.

Земная кора как бы плавает в подкоровом субстрате горячей магмы, при этом она всегда стремится к достижению состояния гидростатического равновесия. Это явление называется *изостазией*. Если на поверхности образовались горы, то подошва земной коры должна погрузиться в мантию на какую-то величину, чтобы компенсировать возросшую нагрузку (рис. 1.4). Чем горы выше, тем прогиб «поверхности М» глубже вдается в верхнюю мантию, средняя плотность которой $3,3 \text{ г/см}^3$.

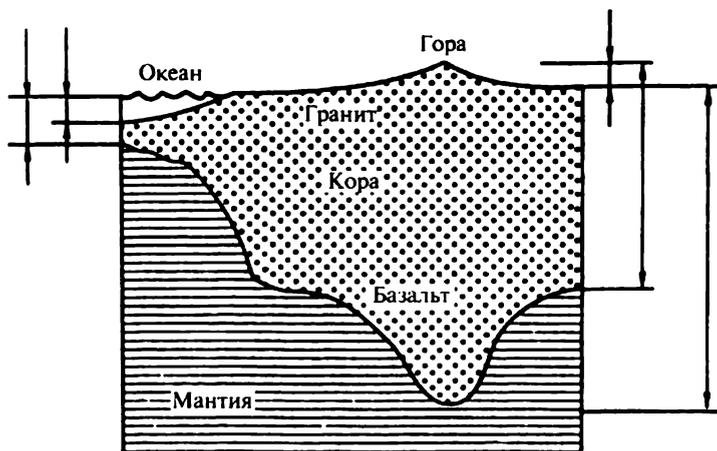


Рис. 1.4. Схема изостатического равновесия между земной корой и мантией

После таяния и исчезновения 10 тыс. лет назад ледникового покрова в Карелии, имевшего толщину до 4 км, нагрузка

на земную кору уменьшилась и в соответствии с законом изостазии эта территория стала быстро подниматься. Воздымание земной поверхности шло примерно со скоростью 10—13 см/год сразу же после таяния и сейчас составляет около 1 см/год.

Любые достаточно значимые изменения нагрузки на земную кору: заполнение осадочными толщами; мощные лавовые покровы; искусственные водохранилища; глубокие карьеры; откачка подземных вод и нефти — все это приводит к изменению изостатического равновесия в региональном масштабе.

Биосфера как планетарная организация жизни

Биосфера — это оболочка Земли, которая населена и преобразуется живыми существами. Биосфера включает в себя гидросферу и части атмосферы и литосферы. Гидросфера — это место скопления огромного количества биологических, минеральных и энергетических ресурсов. Океанский фитопланктон поставляет почти половину кислорода атмосферы. В морской воде обнаружено более 70 химических элементов.

В приповерхностном слое воды обитают пассивно плавающие одноклеточные растительные организмы и свободно плавающие рыбы и беспозвоночные. Живые организмы проникают на всю глубину Мирового океана.

С биогенными процессами связано поступление в атмосферу почти всего кислорода, CO_2 , CH_4 , N_2 , H_2S и других газов; с техногенными — CO_2 , CO , NO , SO_2 , углеводородов и других газов. Земная кора также является поставщиком многих газов. Споры бактерий и грибов встречаются на высоте до 20 км от поверхности Земли — в тропосфере и нижней части стратосферы.

В литосфере жизнь опускается на глубину до 7 км, что обусловлено температурой воды и уровнем проникновения воды. Основная масса организмов сосредоточена в верхнем слое почвы.

Среди живых организмов в количественном отношении преобладают формы, стоящие на относительно низком уровне эволюционного развития. Из общего числа видов 21 % приходится на растения, но их вклад в общую биомассу является подавляющим и составляет 99%.

Живое вещество играет ведущую роль в геохимических процессах. Вещества и энергию, необходимые для поддержания жизни, организмы черпают из окружающей среды. Живая материя воссоздается, преобразуется и разлагается. Ежегодно благодаря жизнедеятельности растений и животных воспроизводится около 10% биомассы. *Главная функция биосферы* — обеспечение циркуляции химических элементов между атмосферой, почвой, гидросферой и живыми организмами.

В глобальном круговороте участвует множество химических элементов и соединений, наиболее важными из которых являются вода, углерод, сера, азот и фосфор. В результате биотического круговорота происходит созидание органического вещества и его разрушение. Определяющим звеном этого процесса являются растения, с которыми связано образование свободного кислорода при фотосинтезе. Растения извлекают из почвы многие элементы, которые затем попадают в организмы растительноядных животных. Пища хищников включает белки, жиры и др. При разрушении микроорганизмами отмерших растений и умерших животных в окружающую среду поступают минеральные соединения и биотический круговорот начинается вновь.

1.4. Эволюция природопользования

Весь XX в. человечество переживало эйфорию от крупных научных открытий: первый «самодвижущийся экипаж», первый самолет, первая атомная электростанция. В 1900 г. на Всемирной выставке в Париже была построена Эйфелева башня, которая символизировала научно-технический прогресс. В прошлом веке человечество в 10 раз увеличило энергопотребление, в 100 раз — скорость передвижения, в 1000 раз — мощность оружия.

В природе эффективно действуют факторы, ограничивающие рост любой популяции. Среда оказывает тем большее сопротивление росту популяции, чем больше ее численность. Но человек является исключением из этого правила. Численность рода человеческого растет по экспоненте — никакой другой вид

животных не следует этому закону. За сто лет население Земли увеличилось с 2-х до 6-ти млрд. По прогнозам к 2050 г. население планеты может достичь 10 млрд человек.

Демографический взрыв и экономический рост в странах с новой экономикой, в частности в Индии и Китае, резко увеличивает спрос на энергоресурсы. Значительная часть мировых энергоресурсов находится в проблемных регионах, что создает сложности в привлечении туда прямых инвестиций. В текущем столетии жители Европы обеспечены собственными ресурсами примерно на 20 %, Китаю и Индии не хватает основного ресурса — земли, Арабскому Востоку и Средней Азии не хватает питьевой воды. Миру не хватает нефтепродуктов. Все исчерпаемые ресурсы дорожают, а это чревато международными конфликтами.

Окружающая природная среда не справляется с техногенными нагрузками. Радость от созерцания дымящихся труб, гигантских плотин и распаханной целины сменилась горьким осознанием фактов гибели и исчезновения многих видов животных и растений, загрязнением рек и деградацией почв. Специалисты забили тревогу. Производственной деятельностью человека в той или иной мере охвачено все пространство планеты. Если не считать Антарктиды и других ледяных поверхностей, то *площадь земель, не затронутая хозяйственной деятельностью*, осталась в количестве 38 млн км² (28 % суши). В Европе осталось только 5 % таких земель.

Из сказанного следует, что новая — третья энергетическая революция неизбежна. Две подобные революции в истории человечества уже были. Десять тысяч лет назад, когда первобытных людей стало много, а мамонты исчезли, наступил *первый экологический кризис*. Тогда человек напряг свой первобытный разум и совершил *сельскохозяйственную революцию* и тем самым преодолел кризис пределов роста. Человек изобрел скотоводство и земледелие, он стал использовать энергию животных, воды и ветра. Таким образом, он преодолел кризис цивилизации охотников и собирателей.

Примерно 300 лет назад наступил *второй экологический кризис*. Человек совершил *промышленную революцию* и тем

самым преодолел очередной кризис пределов роста. Он стал использовать тепловую и электрическую энергию, освоил новые земные и космические пространства.

Нарушение естественных экосистем на большей части суши — это наиболее драматичный результат техногенеза. В настоящее время площадь занятых, возделанных и находящихся под прямым контролем человека земель составляет 40 млн км². Эта площадь уже превышает допустимый предел земельных ресурсов, подлежащих хозяйственному использованию. Мировая пашня (1520 млн га) может быть увеличена лишь за счет пастбищ и лесов, что чревато глобальными экологическими и экономическими потерями. В Нидерландах, Германии, Японии, Индии антропогенное давление на биосферу очень велико — там совсем не осталось территорий, не затронутых хозяйственной деятельностью.

Наступление массового голода в середине XX в. было задержано с помощью комплекса мер, получивших название «*зеленая революция*». Ее слагаемыми были: внедрение новых сортов сельскохозяйственных культур и новых агротехнических приемов. Благодаря принятым мерам мировое производство зерновых увеличилось до 1850 млн т/год. Однако достижения «зеленой революции» оказались временными. Сегодня из-за экономического неравенства стран около 2-х млрд человек на Земле хронически недоедают и голодают.

Сегодня многие страны в не меньшей степени, чем за энергоресурсы, конкурируют за *доступ к водным ресурсам*. Водоемкость мирового хозяйства составляет 5000 км³/год. С учетом необходимости разбавления технических стоков антропогенное вмешательство в природный круговорот воды достигает 18 тыс. км³/год, что составляет половину речного стока мира.

Сегодня общая площадь лесов планеты составляет 38 млн км². За историческое время существования человека уничтожены 40% лесов. Темп *глобального сокращения лесов* в 18 раз опережает темп их восстановления. Эта тенденция представляет серьезную экологическую угрозу. Во-первых, сокращается глобальный ресурс фотосинтеза, сокращается газовая функция биосферы. Во-вторых, изменяется режим осадков и ускоряет-

ся опустынивание больших пространств. В-третьих, вместе с лесом уменьшается биологическое разнообразие, утрачивается существенная часть генофонда планеты.

Человек каменного века жил, как ему казалось, в полном достатке, потребляя энергии в сотни раз меньше, чем мы сегодня. Общество не вернется в каменный век к лучине, но современной цивилизации нельзя жить расточительно. Нельзя основную часть сырья и энергии расходовать на «зряшное потребление». Только 2% извлекаемого из недр ископаемого вещества идет на удовлетворение жизненно необходимых нужд. Остальные 98% идут в отвалы. А России, в частности, нельзя жить только за счет продажи сырья. Россия сжигает 1 кг условного топлива, чтобы выработать 1 долл. в составе ВВП, а Япония, например, вырабатывает 9 долл. на 1 кг топлива.

По сценарию ООН в 2100 г. в структуре используемых энергоносителей на уголь, нефть и газ будет приходиться всего по 5%. Основными источниками энергии станут Солнце и биомасса. Уже сегодня в мире около 2 млн домов освещаются и отапливаются с помощью солнечного излучения.

Нефтедобывающие страны не должны пассивно ожидать наступления постнефтяной эпохи. Всем развивающимся странам нужна программа практических мер по переходу на новую траекторию развития. Такую траекторию, которая исключит высокую энергозатратность экономики. Сегодня в мире на 1 долл. валового внутреннего продукта (ВВП) расходуется 0,45 кВт·ч электроэнергии, а в странах СНГ — на порядок больше. В эту огромную технологическую пробоину вытекает с таким трудом добываемая нефть. Отсюда вывод: нужно облагораживать структуру ВВП.

Сегодня человек включает свой разум, чтобы преодолеть *третий экологический кризис* — наверное, самый серьезный за всю историю. Фактически человек должен перейти к новой цивилизации — цивилизации возобновляемых источников энергии.

Сегодня примерно 1 млрд населения планеты живет в условиях экономики изобилия. Наука впервые сумела предсказать грядущие опасности, которые подстерегают землян через

несколько десятилетий. Население благополучных стран должно постепенно готовить себя к экономике дефицита. Однако человеку общества потребления трудно остановиться, он фактически оказался бессильным перед им же созданными производительно-разрушительными силами.

Социальное благополучие в *потребительском обществе* может существовать лишь до тех пор, пока имеются достаточные ресурсы. Собственное благополучие, собственная прибыль, страновой эгоизм — эти ценности сегодня зачастую оказываются дороже судьбы цивилизации. Здесь самое главное — совместить интересы национальные и интересы мирового сообщества. Каждая страна, делая шаг в направлении устойчивого развития, вправе требовать, чтобы такие же шаги делали и другие страны, особенно те, которые оказывают мощное антропогенное воздействие на биосферу.

Человек должен себя менять! Когда человек научится экономно расходовать природные ресурсы, когда он своей деятельностью впишется в естественные биохимические циклы, тогда исчезнет большая разница в уровне жизни. Это и будет Общество устойчивого развития, которое может быть построено за счет высокой нравственности людей.

1.5. Общий глобальный цикл углерода

Углеводороды, как и все горючие полезные ископаемые, являются продуктом взаимодействия геосфер. Вся история их формирования и разрушения является частью общего глобального цикла углерода. Углерод наиболее ярко отражает связь биосферы с глубинными частями Земли. Его непрерывное поступление балансируется непрерывным удалением из атмосферы в гидросферу и осадочную оболочку планеты. Углерод — один из элементов, образующих живое вещество Земли. Хранители углерода — живая биомасса, гумус, карбонатные осадочные породы, горючие полезные ископаемые и др.

На рис. 1.5 схематично представлена последовательная эволюция органического вещества (ОВ) как в рассеянной, так и в концентрированной форме от момента его возникновения

в живом веществе, захоронения и преобразования в диагенезе, затем трансформации в катагенезе до конечных продуктов преобразования ОВ — графита и метана.

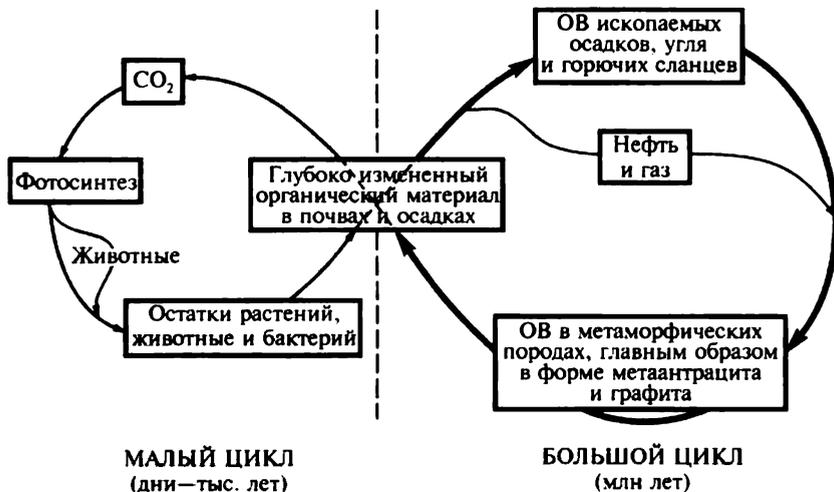


Рис. 1.5. Малый и большой глобальные циклы органического углерода на Земле

Малый глобальный цикл продолжительностью от нескольких суток до нескольких тысяч лет происходит в биосфере. Этот цикл еще называют биотическим круговоротом вещества, потому что он происходит при участии живых организмов: растений, животных, микроорганизмов.

Этот цикл является поставщиком углерода для большого глобального цикла продолжительностью многие миллионы лет. Неотъемлемым элементом этого цикла является нефте- и газообразование. При условии длительного и устойчивого погружения осадочных пород углеводороды являются продуктом промежуточной стадии глобального углеродного цикла.

Нефтегазообразование — это сложная совокупность протекающих в недрах процессов, ход которых в природе не может быть наблюдаемым. Видны лишь фиксированные результаты этих процессов, запечатленные в некотором пространстве осадочных пород.

Из всех земных процессов лишь единственный не расходует, а накапливает солнечную энергию. Это *фотосинтез*, создающий органическое вещество. В запасании и связывании солнечной энергии и заключается основная планетарная функция живого вещества. Важнейшей особенностью биосферы является существование потоков энергии и вещества.

В экосистемах перенос вещества и энергии осуществляется посредством трофических (пищевых) цепей, за счет чего все химические элементы, из которых построены организмы, многократно используются в биосфере. Сущность биотического круговорота заключается в образовании живого вещества из неорганических соединений в процессе фотосинтеза и превращении ОВ при разложении вновь в неорганические соединения. Этот круговорот для жизни биосферы является главным, и сам он является порождением жизни.

Процессы, отражающие движение углерода и трансформацию его состояний происходят по следующей замкнутой цепочке: $\text{CO}_2 \rightarrow$ фотосинтез \rightarrow углеводы и органическое вещество (ОВ) в биосфере \rightarrow ОВ в осадочных породах \rightarrow микронепть \rightarrow залежь углеводородов (УВ) \rightarrow добыча и переработка (УВ) \rightarrow сжигание УВ \rightarrow CO_2 . Для человека-потребителя главными в этом цикле являются последние четыре звена.

Поглощение углерода биотой суши и океана в процессе фотосинтеза примерно уравнивается процессами дыхания биоты и разложения растений, а также поступлением углерода за счет вулканической деятельности. Поэтому в отсутствии антропогенных поступлений CO_2 в атмосферу углеродный цикл на планете находился бы в равновесии.

Хозяйственная деятельность человека интенсифицирует биотический круговорот углерода, существенно нарушает углеродный цикл. Ископаемое топливо представляет собой результат трансформации доисторических остатков растений и живых организмов. Ископаемое топливо — это законсервированный углерод, «ушедший в геологию». Человек, включая нефть, газ и уголь в производственный цикл, нарушает эту

консервацию. В разведанных запасах нефти и угля содержится $4 \cdot 10^{15}$ т углерода. Сжигание этих запасов может в три раза по сравнению с настоящим увеличить содержание углерода в атмосфере. Насколько при этом возрастет температура на Земле, сказать трудно.

1.6. Проблема глобального потепления

В 1992 г. в Рио-де-Жанейро состоялась Конференция ООН по проблемам Планеты, в которой участвовало 179 государств. Конференция приняла «Повестку дня на XXI век» — программу того, как сделать развитие устойчивым с социальной, экономической и экологической точек зрения. Конференция также приняла «Рамочную Конвенцию ООН об изменении климата».

Согласно инструментальным наблюдениям в течение XX в. глобальная температура у поверхности Земли увеличилась на $0,6^{\circ}\text{C}$. Спутниковые данные показали, что площадь снежного покрова уменьшилась на 10%. Ледовый покров на реках и озерах Северного полушария тает на две недели раньше. Площадь морского льда в летний период сократилась на 10—15%. В течение последнего столетия средний уровень моря повысился на 10—20 см, количество атмосферных осадков в Северном полушарии каждые 10 лет увеличивались на 1%.

Эти явления связывают с увеличением содержания в атмосфере *парниковых газов*: углекислого газа, метана и закиси азота. За последние 150 лет концентрация углекислого газа в атмосфере увеличилась на 31, метана — на 151, закиси азота — на 17%. Столь высокого уровня концентрация парниковых газов в земной атмосфере не достигала ни разу за последние 420 тыс. лет. По этой причине с начала индустриальной эпохи приток солнечной энергии к земной поверхности увеличился на $0,3 \text{ Вт/м}^2$.

В XXI в. следует ожидать повышения средней глобальной температуры в пределах $1,5\text{—}6,0^{\circ}$. Даже нижняя граница этого диапазона чревата для мировой экономики серьезными опасностями и может заметно повлиять на образ жизни целых народов. В холодных высоких широтах рост температуры бу-

дет выше среднего значения. В итоге получим таяние льдов и повышение уровня Мирового океана. Потоки талой воды с ледников Гренландии повлияют на Гольфстрим, а значит на Европу. Будут смещаться границы лесов, повышаться вероятность наводнений, ухудшаться состояние зданий, дорог и трубопроводов в зоне вечной мерзлоты, будут усиливаться засухи и опустынивание земель. Потепление климата уже проявляется в росте числа и масштабов природных катастроф.

Для расчета эмиссии углекислого газа разными видами топлива используются следующие нормативы: (т CO_2 /т топлива): уголь — 2,76; мазут — 2,28; газ — 1,62. Таким образом, с экологической точки зрения газ и мазут по сравнению с углем являются более предпочтительным топливом.

Примерно 3/4 эмиссии CO_2 обусловлено сжиганием органического топлива, при этом Мировой океан и континенты поглощают лишь половину антропогенного углекислого газа. Планете уже не хватает лесов, а океану фитопланктона, чтобы восстанавливать сжигаемый кислород. К концу текущего века концентрация CO_2 в атмосфере может достичь 0,097%, то есть увеличиться в 3,5 раза по сравнению с доиндустриальным периодом. Для сохранения газового состава атмосферы мощность выброса CO_2 топливной энергетикой не должна превышать мощности растительного мира по поглощению углекислого газа.

В официальной статистике недавно стали учитываться выбросы озоноразрушающего шахтного метана. При этом более половины прироста концентрации метана в атмосфере имеет антропогенное происхождение. Угольщики и энергетики взамен проведения мероприятий по снижению выбросов метана предпринимают усилия по согласованию завышенных нормативов выбросов. Слабо используются передовые технологии тотальной очистки дымовых газов от окислов серы и азота. Ущерб природе и землепользователям наносят отвалы шахт и вскрышных пород, выработанные разрезы и деформированные участки дневной поверхности, а также золоотвалы.

На фотографиях, сделанных со спутника ночью видны освещенные города-мегаполисы, а также хорошо видны нефтя-

ные промыслы, освещенные горящими факелами. Сжигание попутного газа в факелах — это прямое загрязнение атмосферы. Разливы нефти на суше и на море снижают способность биосферы поглощать углекислый газ.

В основу *Киотского протокола* положена простая идея: каждая страна должна сжигать столько кислорода, сколько производит ее территория. Протокол предлагает рыночный механизм решения проблемы: если страна сжигает «чужой» кислород, она должна платить тем странам, которые недоиспользуют «свой» кислород. Это ни что иное, как межгосударственная торговля квотами. Фактически Киотский протокол является первым признанием того, что экосистемные услуги имеют свою цену. Подобная концепция смущает правительства перенаселенных и промышленно развитых стран. Не случайно Китай, Индия и США не торопятся признать этот документ.

Но есть еще один важный газ — кислород. США потребляют 6 млрд. т кислорода, а их территория производит только 4,5 млрд т кислорода. Страны Европы сжигают 3,8 млрд т кислорода, а производят только 1,6 млрд т. Россия потребляет 2,8 млрд т, а производит намного больше — 8,1 млрд т кислорода.

Если предприятие не укладывается в отведенную ему квоту на выбросы парниковых газов, то оно может поступить следующим образом:

- повысить энергоэффективность производства, что потребует немалых инвестиций;
- сократить производственную деятельность;
- купить дополнительную квоту у третьей стороны.

Для развитых стран стоимость исполнения Киотского протокола очень высока. Модернизация производства для снижения выбросов парниковых газов обходится на Западе в 200 долларов за тонну, поэтому США пока отказываются от присоединения к протоколу.

Удельные выбросы углекислого газа на единицу ВВП в России и странах СНГ существенно больше, чем в любой из развитых стран. Конкретные цифры таковы (кг CO₂ на 1 доллар

ВВП): Россия — 1,3; США — 0,8; Англия — 0,5; Япония и Франция — по 0,3.

В России резерв энергосбережения составляет около 40 % от общего объема производимой энергии, в то время как в развитых странах потенциал энергосбережения почти исчерпан. Экстенсивный способ развития ТЭК разорителен. Поэтому Россия начинает проводить политику энергосбережения, тем более что тот или иной проект по снижению выбросов в России существенно дешевле, чем в США.

Россия перешла к новым отношениям собственности. Государство выходит из сферы практического хозяйствования, за ним остались функции регулирования природно-ресурсных отношений. В топливно-энергетическом комплексе, нефтяном бизнесе прибыль индивидуализируется, а убытки от сбросов и выбросов несет все общество. В лицензиях на недропользование нефтяники берут на себя обязательство утилизировать до 90 % попутного газа. В реальности утилизируются первые десятки процентов.

Не все специалисты согласны с теорией влияния парниковых газов на современный климат Земли. Противники теории парникового эффекта утверждают обратное: изменения концентраций CO_2 в атмосфере является следствием глобальных изменений температуры, а не их причиной. Кроме того, необходимо учитывать, что повышение парциального давления углекислого газа в атмосфере приводит к повышению эффективности сельского хозяйства и скорости восстановления вырубленных лесных массивов.

Однако, Киотский протокол имеет несомненное стимулирующее действие. После вступления в силу Киотского протокола становится выгодной энергоэффективная производственная деятельность. Каждая сэкономленная тонна условного топлива предотвращает выброс 2 т углекислого газа. Если при переуступке квот на выбросы получить 20 долл. за тонну углекислого газа, то каждая тонна сэкономленного топлива даст 40 долл. дохода. Экономить топливо становится выгоднее, чем его добывать. Каждая страна должна выдерживать существующие экологические стандарты, развивать экологически чи-

стые производства, энерго- и природосберегающие технологии и не давать поводов для упреков со стороны международного сообщества. Киотский протокол можно рассматривать как инструмент регулирования экономики через экологию, как площадку для дискуссий о судьбе планеты.

1.7. Геодинамическая нестабильность земной коры

Для нефтедобывающих компаний является крайне актуальным решение проблемы аварийности и снижения эколого-экономических рисков. Неожиданное возникновение аварийных ситуаций на промыслах зачастую связано с недооценкой пространственно-временных изменений состояния земных недр. Серьезные компании не хотят ставить на карту собственный престиж, поэтому начинают обращать внимание на геодинамические процессы.

Согласно теории дрейфа континентов или теории тектоники литосферных плит на планете существовал единый суперконтинент, который примерно 150—180 млн лет назад раскололся на части, и эти части-материки начали дрейфовать по поверхности Земли. Одной из причин дрейфа континентов могла стать, например, рост размеров Земли.

В середине XX в. появилась концепция **спрединга** океанического дна. Океанологи обнаружили, что на данном историческом этапе дно океанов расходится в разные стороны. При этом в одних местах (рифтовые зоны) участки земной коры (плиты) раздвигаются, а в других местах — сжимаются. Причиной происходящего являются мощные конвекционные потоки горячей магмы. Горячая магма в своем непрерывном движении увлекает за собой огромные участки земной коры вместе с континентами.

Движущаяся вдоль подошвы плит расплавленная магма за счет вязкостных эффектов оказывает на них сдвигающее усилие. Температура магмы падает, а вязкость возрастает по мере приближения к подошве плиты. О вязкости горячей магмы можно судить по вязкости изливающейся лавы. Жидкие ба-

зальтовые лавы имеют температуру 1000—1200 °С и плотность до 2,8 г/см³. Высоковязкие лавы имеют температуру 700—900 °С и плотность 2,2 г/см³. Коэффициент вязкости расплавленной магмы примерно равен 1000 Па·с, что в миллион раз больше вязкости воды.

Насыщенный газами слой подвижной мантии поднимается от ядра до земной коры. По мере подъема магмы давление в ее объеме уменьшается, и расплав вспенивается за счет выделения пузырьков растворенных газов. Далее расплавленное вещество мантии разделяется на два расходящихся потока, которые создают в земной коре растягивающие напряжения и разрывают земную кору. В таком случае говорят, что океаническое дно подвергается спредингу (рис. 1.6).

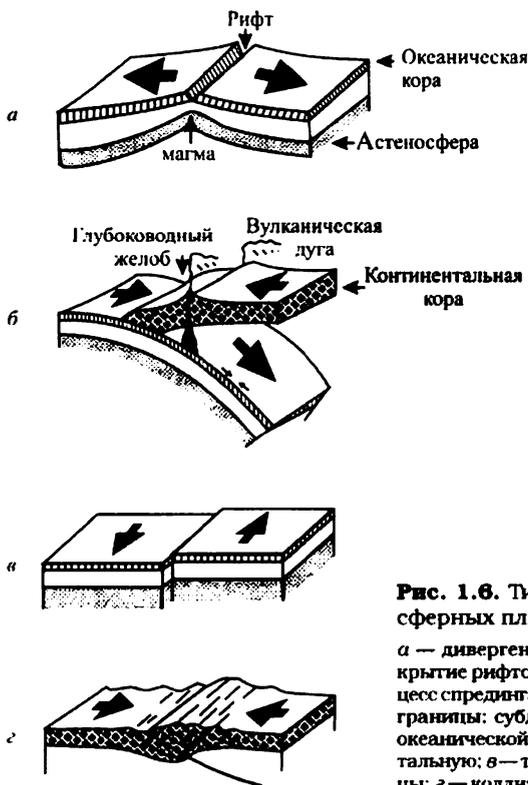


Рис. 1.6. Типы границ литосферных плит:

a — дивергентные границы: раскрытие рифтов, вызывающих процесс спрединга; *б* — конвергентные границы: субдукция (погружение) океанической коры под континентальную; *в* — трансформные границы; *г* — коллизионные границы

Поднимающийся из глубин горячий поток магмы, раздвигая земную кору, образует срединно-океанический хребет — гигантское горное сооружение. Срединно-океанические хребты (**рифтовые зоны**) обнаружены посередине Атлантического, Тихого и Индийского океанов. Из рифтовой зоны за счет спрединга поступают все новые и новые порции мантийного вещества, которые по обе стороны хребта формируют молодую океаническую кору. Общая протяженность рифтовых зон в океанах достигает 80 тыс. км.

Рифтовые зоны являются трещинами в земной коре и постоянно заполняются поступающей снизу горячей магмой, образующей базальтовый слой океанической коры. В результате этого процесса образуется новая земная кора. Скорость спрединга зависит от местоположения рифтовой зоны и варьирует от 1 до 17 см/год. Атлантический океан ежегодно становится шире примерно на 5 см, Тихий океан — на 12 см. Таким образом, площадь новой земной коры ежегодно увеличивается на 3,0 км². Самые древние осадочные породы, сохранившиеся в океанических прогибах, имеют юрский возраст (около 150 млн лет), что значительно меньше возраста многих пород, залегающих на суше.

Вдоль осевой части хребтов проходит глубокая впадина — рифт. Впадина-рифт делит хребет на два гребня. Глубина рифта до 2 км, ширина — до 30 км. На дне рифта наблюдаются открытые молодые трещины. Во впадине-рифте океанических хребтов отмечается повышенный тепловой поток, достигающий «ураганных» значений — 1500 мВт/м². Среднепланетарное значение теплового потока, поступающего из недр, равно 59 мВт/м². Мощность выноса глубинного тепла по всей поверхности Земного шара составляет $3,1 \cdot 10^{13}$ Вт. Таким образом, Землю можно рассматривать как огромную тепловую машину.

Территории, где сталкиваются расходящиеся от рифтовых зон плиты земной коры (рис. 1.6, б), называются зонами **субдукции** (или надвига). Плотность океанической литосферы больше, чем плотность континентальной. При столкновении двух плит одна из них — более тяжелая, уходит под другую, в результате возникают понижения — океанические желоба.

Здесь потоки магмы начинают свое погружение и затягивают вглубь Земли океанические плиты. Желоба находятся не в середине океана, а вблизи суши. Вдоль материковой стороны океанических желобов располагаются островные и континентальные дуги, где происходят сильные землетрясения и вулканические извержения. Чем глубже одна плита подныривает под другую, тем она более разогревается. Глубина погружения плит в мантию может достигать 500 км и более. На глубине более 100 км горные породы начинают плавиться, что приводит к образованию вулканических комплексов.

Существует еще один тип границ литосферных плит, где они смещаются горизонтально друг относительно друга (рис. 1.6, в). Они получили названия трансформных разломов, так как передают движение от одной зоны к другой.

Когда сталкиваются континентальные плиты (рис. 1.6, г), происходит их коллизия, они сжимаются и образуют складки и горные системы вроде Кавказа и Гималаев. В местах земной коры, где поля сжимающих напряжений превышают критические значения, происходят землетрясения.

Тектоника литосферных плит имеет глобальный характер. Вся литосфера разделена на семь крупных и несколько малых тектонически обособленных плит. Основанием для их выделения и проведения границ между ними послужило размещение очагов землетрясений. Основное выделение сейсмической энергии происходит на границах между плитами.

Почти все землетрясения происходят в пределах Тихоокеанского (75%) и Альпийского (23%) поясов. Тихоокеанский пояс проходит по границе океан—суша. Его сейсмическая энергия приурочена к эпицентрам, идущим по контуру Тихого океана. Альпийский пояс проходит по Средиземноморью и далее по горным сооружениям Италии, Турции, Средней Азии, Памира, Западного Китая. Наиболее активны кора и верхняя мантия до глубин 100 км. Высокие широты северного и южного полушарий Земли малосейсмичны.

Подвижность магмы является основной причиной возникновения спрединга, субдукции и, в конечном счете, причиной возникновения больших горизонтальных напряжений и тек-

тонических движений в земной коре. Литосферные плиты движутся от осей спрединга к зонам субдукции. Извержения вулканов, землетрясения, образование разрывов и складок — это проявления внутренней активности Земли. Часто эти явления становятся причиной аварий при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Существует гипотеза, что Земля на протяжении своей истории наращивает свою массу за счет поступающих из космического пространства материальных частиц и энергии. Падающие на Землю первичные космические лучи состоят главным образом из 92 % протонов (ядер водорода), 6,6 % альфа-частиц (ядер гелия), 0,8 % ядер углерода, азота, кислорода. Земля получает из космического пространства материи больше, чем теряет, поэтому ее масса и размеры постоянно увеличиваются. По расчетам рост радиуса Земли происходит со скоростью 2 см/год.

О внутреннем строении Земли мы знаем меньше, чем о внутреннем строении звезд. На основании анализа распространения в Земле упругих волн сделаны следующие заключения. Земная кора, находящаяся в кристаллическом состоянии, имеет мощность до 60 км на континентах и до 15 км в океанах.

Серьезным возмущающим фактором является притяжение Луны и Солнца. Расстояние между Землей и Луной изменяется от 360 тыс. км (перигей) до 406 тыс. км (апогей). Сила тяготения воздействует на океаны и на сушу, но горные породы более вязкие, поэтому эффект прилива в породах менее значительный.

Приливы вращаются вместе с Землей и не сохраняют свое положение «под Луной». Приливы медленно смещаются по поверхности Земли, следуя за Луной. В целом на каждый участок земной поверхности приходится по два прилива и два отлива в течение суток.

Солнце тоже создает приливы, но они гораздо слабее лунных приливов, потому что оно в 400 раз дальше от Земли. Когда Солнце, Земля и Луна находятся на одной прямой и «тянут» в одном направлении (во время новолуния и полнолуния), приливы достигают наивысшей силы. Это так называемые сизигийные приливы.

При вращении Земли более быстро, чем обращение Луны, угловое перемещение приливной деформации опережает угловое перемещение Луны по орбите. Вращение Земли смещает выпуклость прилива вперед, ускоряя орбитальное движение Луны. Поэтому гравитационное взаимодействие между Луной и приливной деформацией гидросферы и литосферы ускоряет орбитальное движение Луны и тормозит вращение Земли. Земля 2 млрд лет назад вращалась в два раза быстрее, а 500 млн лет назад продолжительность земных суток составляла 20 часов.

Когда светило окажется с противоположной стороны Земли относительно первоначальной точки, в ней снова начинается прилив. Такое явление обусловлено тем, что при движении по орбите Луна вызывает смещение центра масс системы Луна-Земля. Больше всего сместятся массы, для которых Луна в зените Z, меньше — центральные массы, и еще меньше — массы, для которых Луна в надире N (рис. 1.7).



Рис. 1.7. Схема лунного прилива

Наибольший подъем земной поверхности под возмущающим действием Луны достигает 36,6 см, наибольшее опускание — 17,8 см. Максимальная амплитуда вызванных Луной колебаний земной поверхности составляет 53,4 см. Реальная деформация Земли приливной волной в области экватора имеет максимальную амплитуду 52 см, а на широте 50° — 40 см. Таким образом, Земля непрерывно пульсирует. Эти перемещения очень медленные: 4 см/ч. Океанические приливы в некоторых областях Земли достигают нескольких метров.

Из-за эллиптической формы лунной орбиты приливообразующая сила Луны в перигее на 40% выше, чем в апогее. В начале января Земля достигает точки наибольшего приближения к Солнцу (перигелий). В периоды совпадения этих двух событий суммарная приливообразующая сила Солнца и Луны достигает максимума. Видимо, не случайно максимальная сейсмичность приходится на зимний период. Например, с

1946 по 1963 гг. на Кавказе произошло 867 землетрясений, из которых на весну пришлось 185, на лето 172, на осень 147, а на зиму 363 землетрясения.

Приливы непрерывно подкачивают упругую энергию в систему блоков, слагающих земную кору. Приливная энергия накапливается в земной коре в виде напряжений изгиба, кручения, сдвига и сжатия. Постепенно равновесие в ансамбле блоков становится неустойчивым. В какой-то момент происходит сейсмический срыв и переупаковка блоков — их переход в новое равновесное состояние. Солнечные и лунные приливы постоянно «массируют» земную кору и содержащиеся в недрах флюиды. Приливы «тренируют» нефть, не дают ей застаиваться, разрушают ее коагуляционную структуру слабыми импульсами.

1.8. Физико-химические свойства нефти

Нефть имеет сложный химический состав и представляет собой смесь углеводородных и других соединений. Основные составляющие нефти — метановые, нафтеновые и ароматические углеводороды, содержащие от 5 до 17 атомов углерода. Главными элементами в составе нефти являются углерод (до 87 %) и водород (до 14 %). Среди других компонентов в составе нефти присутствуют сера (до 6 %), азот (до 0,3 %), кислород (до 3 %). В малых количествах в нефти содержатся тяжелые металлы и другие элементы. В нефти могут быть растворены различные газы органического и неорганического происхождения.

Сами углеводороды бесцветны, а цвет нефти придают содержащиеся в ней смолы и асфальтены. Смолы обладают интенсивной окраской и сильной красящей способностью. Асфальтены — вещества с молекулярной массой 1600—6000, которые не плавятся при высокой температуре.

Физические свойства нефти зависят от преобладания в ней тех или иных классов углеводородов. В зависимости от преимущественного содержания углеводородов нефть может называться парафиновой, нафтеновой или ароматической. Наблю-

дается зависимость — чем больше геологический возраст нефти, тем больше в ее составе парафина, и чем больше в нефти парафина, тем меньше в ее составе смол и асфальтенов.

Высокопарафинистая нефть характеризуется наименьшим содержанием серы, ванадия и никеля. Высокое содержание парафина в нефти осложняет и удорожает процессы ее добычи, транспортировки и переработки. При добыче и переработке высокопарафинистой нефти парафин отлагается на стенках труб. В магистральных трубопроводах толщина отложений парафина достигает 30 мм.

Свойства нефти в пластовых условиях из-за высоких давлений, температур и содержания растворенного газа значительно отличаются от свойств дегазированной нефти. Физические свойства нефти в пластовых условиях необходимо знать при составлении схем разработки месторождения, выборе технологии извлечения нефти из пласта, а также оборудования для сбора нефти на промыслах.

При разработке месторождений из скважины поступает многофазная смесь, содержащая нефть, газ, воду и механические примеси. Соотношение названных фаз в составе нефти меняется в процессе разработки месторождений: на начальном этапе разработки содержание воды может быть низким, а в конце разработки обводненность нефти может быть очень большой и достигать 80 %. Пластовая вода и механические примеси в нефти являются балластом при ее транспортировке по магистральным трубопроводам, поэтому содержание воды в нефти ограничивается значениями 0,5—1,0 %. При подъеме нефти по скважине образуются прямые и обратные эмульсии. При этом эмульсию типа «вода в нефти» нельзя разделить на составляющие простым отстаиванием.

В пластовых водах растворены различные соли, которые вместе с водой попадают в нефть. Для снижения коррозии внутренней поверхности трубопроводов и оборудования на промыслах производят обессоливание нефти. Кроме того, промысловая подготовка нефти включает в себя операции по отделению газа, обезвоживанию и деэмульсации, очистке от примесей и стабилизации. В зависимости от степени подготовки

(содержание воды и хлористых солей) установлено три группы нефти, поставляемых на НПЗ по МТ.

По содержанию серы нефти бывают малосернистые (менее 0,2%), сернистые (0,2—3,0%) и высокосернистые (более 3,0%). Сера в нефти содержится в виде сероводорода, меркаптанов и сульфидов. Содержание серы в нефти ухудшает ее качество, вызывая серьезные осложнения в технологии переработки, подготовки и транспорта нефти.

В зависимости от плотности при 20 °С различают нефти легкие (менее 850 кг/м³), средние (850—885 кг/м³) и тяжелые. Наиболее ценными являются легкие нефти, в которых преобладают бензиновые и масляные фракции.

Фракционный состав нефти определяют в лабораторных условиях путем разгонки. Разгонка основана на том, что каждый углеводород имеет собственную температуру кипения. Легкие углеводороды кипят при относительно низких температурах, а тяжелые — при высоких температурах — выше 300 °С.

Легкие фракции с одинаковыми интервалами кипения имеют примерно одинаковую молекулярную массу. По мере возрастания температуры кипения молекулярная масса нефтяных фракций увеличивается (табл. 1.2).

Таблица 1.2. Молекулярная масса нефтяных фракций в различных интервалах температур кипения

Температура кипения, °С	50—100	101—150	151—200	201—250	251—300	301—350
Молекулярная масса	90	110	130	155	187	220

При поставке нефти на экспорт ее цена зависит от свойств, которые определяют возможность получения широкого ассортимента продуктов, а также от содержания серы и парафинов. По физико-механическим свойствам нефть, поставляемая на экспорт, подразделяется на четыре типа. Нефть типов 1 и 2 должна сдаваться с массовой долей воды не более 1,0% и концентрацией хлористых солей не более 100 мг/л. Массовая доля парафина должна быть не более 6%, объемный выход фрак-

ций при температуре 300 °С — не менее 43%. Нефть может являться сырьем для получения тяжелых металлов, например, ванадия. Если нефть по ряду показателей соответствует более высокому типу, а хотя бы по одному — более низкому, то нефть следует отнести к более низкому типу.

Свойства нефти определяет количественное соотношение между парафиновыми, нафтеновыми, ароматическими углеводородами и другими компонентами. Эти свойства необходимо учитывать на всех этапах обращения с нефтью: при товарно-учетных операциях; при перекачке; при переработке и использовании в качестве топлива.

Параметры режимов транспортировки нефти по трубопроводам определяются, главным образом, плотностью, вязкостью и их зависимостью от температуры и давления. Зависимость плотности нефти ρ (кг/м³) от температуры T (°С) определяется следующим выражением:

$$\rho = \rho_{20} [1 + \xi(20 - T)], \quad (1.1)$$

где ρ_{20} — плотность нефти при 20 °С; ξ — коэффициент объемного температурного расширения (0,000937 град⁻¹ — для легких сортов нефти, 0,000490 град⁻¹ — для тяжелых сортов нефти).

Зависимость плотности нефти от давления p определяется зависимостью

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta(p - p_0)], \quad (1.2)$$

где ρ_0 — плотность нефти в стандартных условиях; β (Па⁻¹) — коэффициент сжимаемости нефти, среднее значение которого 0,00078 МПа⁻¹. Величина, обратная коэффициенту сжимаемости, называется модулем упругости. Среднее значение модуля упругости для нефти $1,3 \cdot 10^3$ МПа.

Вязкость нефти зависит от содержания в ней асфальтосмолистых веществ, парафина и может в сотни раз превышать вязкость воды. Величина вязкости предопределяет способ транспортировки нефти по трубам.

Свойство теплоемкости особенно важно для нефти, которая транспортируется по трубам с предварительным подогревом. Теплоемкость увеличивается с повышением температуры

и уменьшением плотности. Подогрев нефти снижает ее вязкость и делает пригодной для перекачки. Для большинства разновидностей нефти теплоемкость находится в пределах 1500—2500 Дж/кг·град (350—600 кал/кг·град).

Свойство теплопроводности определяет перенос тепловой энергии в объеме неподвижной нефти в соответствии с законом теплопроводности Фурье. Коэффициент теплопроводности для различных разновидностей нефти находится в интервале 0,1—0,2 Вт/м·К.

На температуру застывания нефти T_3 сильное влияние оказывают парафины и асфальто-смолистые вещества. Это такая температура, при которой охлаждаемая нефть не изменяет уровня при наклоне пробирки на 45° в течение 1 мин. При этой температуре нефть теряет подвижность. Переход нефти из жидкого состояния в твердое происходит постепенно в некотором интервале температур. С позиций физико-химической механики нефтяных дисперсных систем температура застывания нефти определяется как переход из свободно дисперсного золя в связанно-дисперсное состояние (гель).

Чем ближе температура нефти к T_3 , тем больше энергии требуется на ее перекачку. Для снижения температуры застывания применяют депрессорные присадки. При охлаждении нефти в процессе перекачки по МН возможно образование пространственной структуры или выпадение в осадок парафинов. Эти явления создают трудности при эксплуатации МТ и их оборудования. Скрытая теплота плавления парафинов, примерно, равна 230 Дж/кг·град. Температура застывания легких разновидностей нефти составляет около 25°С, парафинистые мангышлакские нефти могут застывать при +30°С. Такие нефти можно перекачивать только специальными методами.

Давление насыщенных паров (ДНП) является важным показателем испаряемости нефти и безопасности ее транспортировки и хранения. ДНП — это давление паров нефти над ее поверхностью в замкнутом объеме в условиях термодинамического равновесия. Испарение углеводородных жидкостей происходит при любых температурах до наступления динамического равновесия, пока газовое пространство не будет пол-

ностью насыщено их парами. В этом состоянии число испаряющихся и конденсирующихся молекул выравнивается. Величина ДНП зависит от температуры нефти и оказывает влияние на образование паровых пробок в трубопроводах, на величину потерь от испарения при закачке и хранении нефти в резервуарах.

Абсолютное давление паров в газовой полости трубопровода или резервуара складывается из суммы парциальных давлений углеводородов, входящих в состав нефти. Давление P_5 паров индивидуальных углеводородов (табл. 1.3) и нефтяных фракций можно определять, пользуясь различными таблицами.

Таблица 1.3. Давление насыщенных паров (МПа) алканов при различной температуре

°C	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₆ H ₁₄
-10	1.786	0.332	0.087	—
0	2.308	0.448	0.100	0.003
+10	2.922	0.617	0.143	0.010
+20	3.672	0.817	0.197	0.016

Ввиду сложного состава нефти ДНП определяют экспериментально в стандартных условиях: в стальном цилиндре при соотношении жидкой и паровой фаз 1 : 4 и строго определенной температуре 37,8 °C (100 °F), что позволяет сравнивать различные нефти по этому показателю. Например, нефть Ромашкинского месторождения (Россия) имеет ДНП 436 кПа (при содержании парафина 5,1%; $T_3 = -42$ °C), а ДНП нефти Усинского месторождения — 362 кПа (при содержании парафина 10,8%; $T_3 = +3$ °C).

В трубопроводном транспорте стабильность нефти ограничивается условиями поставки, согласно которым ДНП не должно превышать 66 650 Па.

Средние давления насыщенных паров различных нефтепродуктов имеют следующие значения (Па): бензин $9,3 \cdot 10^4$, керосин $0,6 \cdot 10^4$, дизельное топливо $0,1 \cdot 10^4$.

Кипение нефти — это процесс образования и роста пузырьков пара внутри объема нефти с последующим прорывом пузырьков газообразных фракций углеводородов сквозь свободную поверхность в окружающую среду. При кипении испарение происходит не только со свободной поверхности, но и внутрь пузырьков содержащихся в нефти газов.

Кипение обеспечивается не только за счет подвода тепла к нефти, но и за счет снижения внешнего давления ниже значений ДНП. В этом случае пузырьки увеличиваются в объеме, всплывают и прорываются в окружающую среду.

Количество тепла, расходуемое на превращение в пар одного килограмма жидкости при температуре ее кипения, называют теплотой испарения. Средние значения теплоты испарения (кДж/кг): бензина — 300; керосина — 240; дизельного топлива — 210; масел — 190.

При хранении нефти в открытых земляных амбарах происходит испарение ее легких фракций. Например, динамика испарения мангышлакской нефти, хранящейся в земляном амбаре, следующая (кг/т): в течение первого месяца — 95; в течение второго месяца — 15; в течение третьего месяца — 10 кг/т естественной убыли.

При трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов особый интерес представляет частный случай кипения движущейся жидкости, возникающий вследствие местных понижений давления. Это явление называется кавитацией. Кавитация может проявляться как в виде появления отдельных пузырьков, так и в виде заполненных парами жидкости полостей (каверн), присоединенных к поверхности обтекаемых тел. Подобные каверны неустойчивы. Попадание такой каверны в область высокого давления заканчивается ее схлопыванием, похожим на гидравлический удар. В этот момент происходит мгновенное местное повышение давления, в результате чего поверхности твердых тел подвергаются многократным микроударам. Со временем происходит кавитационное разрушение (эрозия) материалов. Такого рода разрушения встречаются на поверхностях роторов насосов, арматуры, лопастей судовых винтов.

Глава 2

ФУНКЦИИ УПРАВЛЕНИЯ В СФЕРЕ ОХРАНЫ (ЗАЩИТЫ) ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

2.1. Экологическая политика государства

Отношение государства к проблемам охраны ОС отражается в Конституции РФ и законодательных актах. Экологическая политика сформулирована в Экологической доктрине РФ.

В РФ действуют более 300 законов, нормативно-правовых и технических актов, которые связаны с обеспечением экологической и промышленной безопасности и должны применяться на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации объектов. Главным среди них является ФЗ от 20.01.2002 г. «Об охране окружающей среды», регламентирующий любой вид деятельности, связанной с эксплуатацией природных ресурсов.

К основным направлениям государственной политики в области экологии можно отнести следующие:

- неистощительное использование природных ресурсов (темпы потребления исчерпаемых ресурсов топлива должны согласовываться с темпами освоения замещающих их источников энергии);
- снижение загрязнения ОС выбросами, сбросами и отходами (реализация принципа «загрязнитель платит»);
- ресурсосбережение — снижение энерго- и материалоемкости продукции и услуг;
- сохранение и восстановление ландшафтного и биологического разнообразия, поддержание способности природных систем к саморегуляции.

Важнейшим условием реализации государственной экологической политики является проведение непрерывного эко-

логического сопровождения всех этапов хозяйственной деятельности. Это требует тесного взаимодействия проектных, изыскательских, контролирующих организаций, местных и региональных органов власти и управления, а также общественных организаций.

Существуют следующие виды и механизмы экологического сопровождения хозяйственной деятельности:

- предъявление экологических требований (ФЗ «Об охране окружающей среды», «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера», «Об охране здоровья граждан»);
- экономический механизм охраны ОС (ФЗ «О плате за землю», «О плате за использование водных объектов»);
- нормирование качества ОС (ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», «Об охране атмосферного воздуха»);
- оценка воздействия на ОС (ФЗ «О недрах», «О радиационной безопасности населения», «Об отходах производства и потребления», «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Земельный и Водный кодексы);
- экологическая стандартизация (ФЗ «О стандартизации», СНИПы, СанПиНы);
- экологическое лицензирование и сертификация (ФЗ «О недрах», «О лицензировании отдельных видов деятельности», «О сертификации продукции и услуг»);
- лимитирование природопользования (ФЗ «Об охране окружающей среды», «О животном мире», Водный и Лесной кодексы);
- мониторинг ОС (ФЗ «Об охране ОС», «О гидрометеорологической службе»);
- ответственность за экологические правонарушения (ФЗ «Об использовании атомной энергии», «О безопасности гидротехнических сооружений», Уголовный кодекс);
- государственная и общественная экологическая экспертиза (ФЗ «Об экологической экспертизе»).

Законодательство об охране ОПС регулирует отношения, определяет экологические требования при размещении, про-

ектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации и ликвидации предприятий.

Методы регулирования в сфере охраны ОПС специфичны. Их отличительной чертой является сочетание императивно-го и экономического методов регулирования.

В сфере охраны ОПС применяется главным образом императивный метод. Именно административными мерами в ближайшее время можно добиться каких-то положительных результатов в решении проблем охраны природы. Этот метод основан на использовании административных предписаний, содержащихся в экологическом праве. Это разного рода запреты, ограничения, нормативы воздействий, это выдача лицензий, сертификатов и разрешений.

Например, ФЗ «Об охране ОПС» запрещает ввод в эксплуатацию объектов, не обеспеченных современными технологиями и установками по очистке, обезвреживанию и утилизации вредных отходов, выбросов и сбросов; не обеспеченных средствами контроля загрязнений; без проекта рекультивации земель. Этот закон допускает выбросы и сбросы вредных веществ, захоронение отходов на основе разрешений, выдаваемых специально уполномоченными на то государственными органами.

Методы экономического регулирования в сфере охраны ОПС воздействуют на имущественные интересы природопользователей. К числу основных экономических методов относятся плата за загрязнение ОПС и налогообложение. Эти методы стимулируют экологически безопасную деятельность как наиболее выгодную с экономической точки зрения.

Высшей юридической силой по отношению к иным законодательным актам обладает Конституция РФ. Ст. 17 рассматривает право граждан на благоприятную ОС в качестве естественного и неотъемлемого права человека, принадлежащего ему от рождения. Ст. 42 содержит конституционную норму о праве каждого гражданина на достоверную информацию о состоянии ОС и о возмещении ущерба, причиненного его здоровью или имуществу экологическим правонарушением.

В основе правового регулирования экологических отношений лежат следующие начала или принципы.

Принцип приоритета охраны жизни и здоровья человека является основополагающим в экологическом праве. Согласно ФЗ «Об охране ОПС» каждый гражданин имеет право на охрану здоровья от неблагоприятного воздействия ОПС, вызванного хозяйственной деятельностью, аварий, катастроф и стихийных бедствий.

На данном принципе основано все содержание российского экологического законодательства: «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30 марта 1999 г., «Об охране атмосферного воздуха» от 4 мая 1999 г., «Об отходах производства и потребления» от 24 июня 1998 г., «О радиационной безопасности населения».

Одним из способов реализации этого права является нормирование в сфере окружающей среды, которое устанавливает предельно допустимые нормы воздействия на ОПС. Нормативы предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ и предельно допустимых уровней (ПДУ) физических воздействий устанавливаются для оценки состояния ОПС.

Принцип сочетания экологических и экономических интересов общества. Следование этому принципу заключается не в том, чтобы остановить экономическое развитие и научно-технический прогресс, а в том, чтобы хозяйственная деятельность осуществлялась в определенных экологических пределах и наносила бы минимальный ущерб ОПС.

Здесь наиболее действенным средством является процедура оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) и экологическая экспертиза. Эти правовые инструменты носят превентивный характер и применяются на стадии принятия решений и проектировании объектов. На основании оценки делаются выводы о допустимости воздействия намечаемой деятельности на ОС. В процессе экологической экспертизы устанавливается, соответствует ли намечаемая деятельность экологическим требованиям.

Принцип рационального использования природных ресурсов с учетом законов природы. Реализация этого принципа

увязана с необходимостью воспроизводства природных ресурсов и недопущения необратимых последствий для ОПС. С этой целью устанавливаются правила поведения, ограничения, запреты и лимиты в сфере природопользования.

Принцип ответственности за нарушение требований природоохранного законодательства. Соблюдение принципа законности обеспечивается государственным контролем и привлечении виновных к уголовной, административной и дисциплинарной ответственности.

Принцип гласности. Реализация этого принципа основана на положениях ст. 41 Конституции РФ. Граждане имеют право требовать полной и достоверной информации о состоянии ОС и мерах по ее охране.

Принцип международного сотрудничества в охране ОС. Воздействие общества на ОС не ограничивается рамками национальных границ: проблема озонового слоя, загрязнение Мирового океана.

Эти принципы сформулированы в ФЗ «Об охране ОПС»:

- экологическое благополучие одного государства не может обеспечиваться за счет других государств;
- деятельность на территории государства не должна наносить ущерба ОПС как в пределах, так и за пределами его юрисдикции;
- свободный обмен информацией по проблемам ОПС и природосберегающих технологий;
- оказание помощи в чрезвычайных экологических ситуациях.

2.2. Ведение государственных кадастров в сфере природопользования

Функции управления — это особые по содержанию виды деятельности, необходимые для организации эффективной охраны ОПС. Управление в этой сфере представляет собой исполнительно-распорядительную деятельность органов власти, целью которой является обеспечение экологической безопасности, сохранение ОПС и ее восстановление. Содержание функ-

ций управления определяется социальными, экономическими и экологическими требованиями.

Ведение государственных кадастров природных ресурсов, особо охраняемых территорий и отходов предусматривается законом «Об охране окружающей природной среды». Этот закон возлагает на государственные органы ведение земельного, водного, лесного кадастров, государственных кадастров недр, животного мира и особо охраняемых природных территорий.

Порядок ведения *земельного кадастра* регулируется соответствующим законом. Государственный земельный кадастр определяется как свод сведений о категории и правовом режиме земель, о землевладельцах и землепользователях и расположенных на земельных участках объектах. Сведения земельного кадастра носят открытый характер.

Государственный *кадастр месторождений* включает сведения по каждому месторождению о количестве и качестве полезных ископаемых, о горно-технических и экологических условиях разработки (ст. 30 Закона РФ «О недрах»).

Государственный *лесной кадастр* содержит сведения о количественных и качественных характеристиках лесного фонда, которые используются при управлении лесным хозяйством (ст. 68 Лесного кодекса РФ).

Государственный *водный кадастр* — это свод сведений о водных объектах, водных ресурсах, а также о водопользователях (ст. 79 Водного кодекса РФ). Водопользователи в обязательном порядке представляют в Минприроды России данные, подлежащие включению в кадастр. На основе этих данных принимаются решения в области использования и охраны водных объектов. Кроме того, ведется государственный *учет подземных вод* с целью рационального их использования, восстановления и охраны.

Государственный *кадастр объектов животного мира* ведется в целях обеспечения охраны и использования животного мира, сохранения и восстановления среды его обитания (ФЗ «О животном мире»).

Государственный *кадастр отходов* включает федеральный классификационный каталог отходов, государственный реестр объектов размещения отходов, банк данных об отходах и о технологиях использования и обезвреживания отходов различных видов.

2.3. Учет и регистрация вредных воздействий на ОПС

Государственный *учет и регистрация вредных воздействий* на ОПС предусматривается ст. 21 закона «Об охране атмосферного воздуха». Эта функция управления позволяет создавать объективную картину воздействия человека на природу, бороться с загрязнением ОС и предотвращать подобное негативное воздействие.

Предприятия, осуществляющие деятельность в области обращения с отходами, обязаны вести учет образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам, а также размещенных отходов (ст. 19 ФЗ «Об отходах производства и потребления»). Государственной регистрации подлежат все потенциально опасные вещества природного и искусственного происхождения.

В содержание рассматриваемой функции управления входит также деятельность по *экологической паспортизации* предприятий. Экологический паспорт предприятия является нормативно-техническим документом. Он содержит сведения об использовании предприятием природных, вторичных ресурсов и о влиянии его производства на ОС.

2.4. Государственный экологический мониторинг

Государственный *экологический мониторинг* как функция управления представляет собой систему наблюдений за состоянием ОПС, происходящими в ней процессами, за уровнем загрязнения атмосферного воздуха, почвы, водных объектов, а также за последствиями влияния на растительный и живот-

ный мир. Цель мониторинга — обеспечить заинтересованные организации и население текущей информацией об изменениях в ОПС и прогнозами ее состояния (ст. 69 ФЗ «Об охране ОПС», «Об охране озера Байкал», «О космической деятельности», «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»), а также установление и устранение вредного воздействия на человека факторов среды обитания.

2.5. Планирование природоохранной деятельности

Планирование природоохранной деятельности предусматривается ст. 17 ФЗ «Об охране окружающей природной среды», ст. 28 Градостроительного кодекса, ст. 7 ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Эта функция управления осуществляется в составе федеральных программ социально-экономического развития с учетом природоресурсного потенциала региона. В этих программах находит свое отражение экологическая политика государства.

2.6. Лицензирование в сфере охраны ОПС

Лицензирование в сфере охраны ОПС осуществляется территориальными органами Минприроды России. Предусматривается выдача лицензий на утилизацию, складирование, перемещение, размещение, захоронение, уничтожение промышленных отходов и материалов. Лицензионный орган проводит экспертизу представленных материалов, оценивает их полноту и достоверность, соответствие вида деятельности экологическим требованиям, определяет условия действия лицензии.

Лицензия является официальным документом, который разрешает осуществление указанного в ней вида деятельности и определяет обязательные требования его осуществления. При невыполнении лицензиатом предписаний государственных органов действие лицензии приостанавливается или аннулируется.

2.7. Сертификация в сфере охраны ОПС

Сертификация продукции — это процедура подтверждения в письменной форме соответствия продукции установленным требованиям. Сертификация способствует регламентации деятельности предприятия с точки зрения охраны природной среды. В частности, в сфере технологии сертификация способствует внедрению экологически безопасных процессов и оборудования, производству экологически безопасной продукции, повышению ее качества и конкурентоспособности. В области управления и контроля способствует предотвращению ввоза в страну экологически опасной продукции и отходов.

Требования с необходимости сертификации закреплены в нескольких законодательных актах. Например, ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (ст. 15) предусматривает, что производство и использование топлива на территории России допускаются только при наличии сертификатов, подтверждающих соответствие топлива требованиям охраны атмосферного воздуха. Обязательной сертификации подлежат почвы земельных участков сельскохозяйственного назначения, агрохимикаты и пестициды.

Подтверждение соответствия — это процедура, результатом которой является выдача документального свидетельства — *сертификата соответствия* или декларации о соответствии. Экологические сертификаты оформляются по установленной форме, срок их действия — до 5 лет. Система сертификации может создаваться только юридическими лицами независимо от форм их собственности.

2.8. Экологический контроль

Экологический контроль предполагает проведение наблюдений за состоянием ОПС, проверки выполнения мероприятий по охране природы и соблюдению требований природоохранного законодательства и нормативов качества ОПС (ст. 71, 72, 73 ФЗ «Об охране ОПС»). Государственный экологический контроль осуществляется в целях сохранения и улучшения каче-

ства ОПС. Соответствующие должностные лица территориальных органов Минприроды России являются государственными инспекторами по охране природы.

В процессе экологического мониторинга осуществляется наблюдение и выявление фактов и процессов ухудшения и деградации ОС. Однако, результаты экологического мониторинга не имеют юридического значения в отличие от результатов экологического контроля. *Производственный* экологический контроль осуществляется экологической службой предприятий. *Общественный* экологический контроль осуществляется общественными объединениями.

2.9. Экологический аудит

Инвестиционная привлекательность и реальная стоимость предприятий определяется не только стоимостью их основных средств, но и в значительной мере их «экологичностью», соответствием деятельности предприятия нормам, правилам и стандартам. Возникает необходимость объективного засвидетельствования соответствия деятельности предприятия по рациональному использованию природных ресурсов, охране ОС, достоверности его документации, отражающей результаты этой деятельности.

Экологический аудит — это засвидетельствование соответствия деятельности предприятия требованиям обеспечения техногенной безопасности ОС и экологической безопасности предприятия, достоверности его отчетной документации о платежах за природопользование и загрязнение ОС.

2.10. Экологические платежи

Правовые основы регулирования платы за загрязнение ОС определены в законе «Об охране окружающей среды». Плата за загрязнение ОС взимается:

- за выбросы, сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов и другие загрязнения в пределах установленных лимитов;

- за выбросы, сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов сверх установленных лимитов.

Взимание платы предусмотрено за следующие виды вредного воздействия на ОПС:

- выброс в атмосферу загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- сброс загрязняющих веществ в поверхностные и подземные объекты;
- размещение отходов;
- другие виды вредного воздействия (шум, вибрация, электромагнитные и радиационные воздействия).

Базовые нормативы платы представляют собой условную и зафиксированную в денежном выражении оценку вреда, причиненного ОС. Плата за загрязнение взимается по факту загрязнения ОС.

Базовые нормативы платы за размещение отходов определяются исходя из затрат на проектирование и строительство полигонов для обезвреживания, хранения и захоронения отходов.

2.11. Экологическое страхование

Рискованный характер техногенной деятельности, обусловленный противоречиями между целями экономического развития и экологическими требованиями, порождает специфические отношения по предупреждению и преодолению техногенных воздействий на природные объекты и возмещению причиненного ущерба. Указанные общественные отношения составляют правовую категорию экологического страхования. Ее сущность состоит в учете страхового риска и организации соответствующих защитных мер.

Риск — это величина, учитывающая вероятность наступления нежелательного случайного события и связанные с ним убытки.

Экологическое страхование, осуществляемое в виде страхования ответственности за аварийное загрязнение ОС, преследует цель обеспечения техногенной безопасности ОС и ком-

пенсации убытков третьих лиц. Здесь используется известный эффект рассредоточения риска во времени и пространстве.

Уплачивая страховые премии, величина которых необременительна для страхователя, последний перекладывает гарантию возмещения убытков третьим лицам на страховщика. При этом возмещаемый ущерб может многократно превосходить взносы страхователя. Страховщик же учитывает то, что аварии носят вероятностный характер, как правило, не происходят одновременно и на одном и том же предприятии.

Глава 3

ВИДЫ И ФОРМЫ НАРУШЕНИЙ И ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

3.1. Виды загрязнений окружающей среды

Загрязнением среды считается внесение в нее новых, не свойственных ей составляющих. Поступление загрязнений изменяет функционирование экосистемы: изменяются потоки энергии и вещества, продуктивность, численность популяций и др. Загрязнение может иметь механическую, физическую, химическую и биологическую природу.

Механическое загрязнение — это пыль и мусор. Физическое загрязнение связано с изменением физических параметров: тепловых, световых, электромагнитных, звуковых, радиационных. Тепловое загрязнение связано с промышленными выбросами теплой воды и газов. Любые звуки, генерируемые неприродными источниками, могут рассматриваться как шумовые, поскольку отсутствовали в период эволюции человека. Шумовое загрязнение сокращает продолжительность жизни на 8—12 лет. Примерами химического загрязнения являются пестициды, тяжелые металлы, разливы нефти. Биологическое загрязнение — это проникание в экосистемы чуждых им животных, растений и микроорганизмов.

Распределение нефти по поверхности водоема нарушает процессы газообмена, испарения и теплообмена воды с атмосферой. Процессы массопереноса играют важнейшую роль в распространении загрязнений: за счет испарения воды загрязняется атмосфера, переход загрязненной воды в почву или биоту вызывает их загрязнение.

В зависимости от агрегатного состояния различают твердые, жидкие и газообразные загрязнения. Например, промышленная пыль, образующаяся в результате деятельности человека, бывает бесполезной (продукты бурения, сгорания, износа, истирания) и полезной (цемент, гипс, сажа). Жидкие загряз-

нения — туманы, капли, разливы, конденсат. Газообразные выбросы — продукты горения, испарения, выпаривания.

В зависимости от масштабов распределения загрязнений выделяют глобальные (биосферные), региональные и локальные загрязнения. Примерами глобальных загрязнений служат загрязнение космического пространства космическим мусором, загрязнение атмосферы озоноразрушающими веществами, радиоактивное загрязнение, загрязнение Мирового океана нефтепродуктами. В современном нефтедобывающем комплексе применяется более двух тысяч разновидностей химических соединений, которые по генезису чужды естественным потокам веществ.

Влияние или воздействие предприятия на ОС происходит в результате обмена веществом и энергией с природными компонентами, когда в ОС происходят количественные и качественные изменения. При этом изменения (нарушения или загрязнения) могут превышать или не превышать предельно допустимые нормативы (ПДВ, ПДС, ПДУ). Показатели воздействия определяют их необходимую регламентацию и количественно выражаются в виде интенсивности воздействия и опасности воздействия.

Интенсивность воздействия на ОС характеризует величину нарушения или загрязнения I_3 в единицу времени: г/с, т/год, га/год. Опасность воздействия на ОС — это соотношение между реальной интенсивностью воздействия и нормативной. Если это соотношение больше единицы, то опасность техногенного воздействия существует:

$$I_3/\text{ПДВ} > 1; I_3/\text{ПДС} > 1.$$

Нарушения в результате воздействия производства происходят в некоторых границах (в виде контура или ареала) природно-технической системы. Их типы:

- геомеханический тип нарушений — это деформации горного массива (уплотнение, разрыхление, появление трещин, прогибов, провалов), появление насыпей и строений;
- гидродинамические типы нарушений — это затопление рельефа или истощение водотоков, подтопление грунтовыми водами или образование депрессионной воронки;

- аэродинамические типы — изменение направления потока в приземном слое, температурные инверсии;
- биоморфологические типы — уменьшение продуктивности и ареала распространения, угнетение, уничтожение, изменение видового состава фито- и зооценоза.

При оценках воздействия нефтегазопромысловых предприятий, регламентации их деятельности, организации системы мониторинга, планировании реабилитации природных комплексов принципиальное значение имеют типы загрязнений.

Литосферное загрязнение может быть вызвано проливом нефтепродуктов, пылью, органическими растворами и растворами металлов, изменением геотермического режима, проведением взрывов.

Водотоки и водоемы загрязняются растворенными химическими веществами, изменением минерализации, мутности и температуры воды.

Атмосферные газообразные загрязнители представлены оксидом углерода, окислами серы, фенолами, органическими соединениями; жидкие загрязнители — масляным туманом, тонкими брызгами; твердые загрязнители — пылью, сажой, смолистыми веществами. К физическим загрязнениям атмосферы относят тепловые выбросы, акустические и электромагнитные колебания.

Для фитоценозов свойственны загрязнения в форме самозаращения; для зоо- и микробиоценозов загрязнением является увеличение численности определенного вида животных или микроорганизмов.

Под *устойчивостью* природных систем понимается их способность противостоять техногенным воздействиям или способность возвращаться к исходным структуре и функциям после снятия техногенных нагрузок. Так, для ландшафтов криолитозоны системы считаются устойчивыми, если самовосстановление компонентов происходит за 1—2 года. Крайне неустойчивые системы не способны к реабилитации, не выдерживают даже малых нагрузок.

Особенно большой ущерб ОС наносят аварии, приводящие к залповым выбросам и сбросам поллютантов в природные

среды, а также пожары. Аварийные сбросы загрязняют большие пространства за короткие периоды, меньшие, чем период самовосстановления экосистем. Пожары сопровождаются горением нефтепродуктов в условиях высоких температур, наносят «стрессовые удары» по воздуху, воде, почве и растительности.

Длительное по времени превышение нормативов нагрузок обуславливает хроническое загрязнение ОС. Подобное загрязнение приводит к превышению пределов самоочищения природных компонентов, вследствие чего наступает деградация экосистем. При проведении регламентации деятельности предприятий устанавливают допустимые границы его воздействия на ОС.

3.2. Углеводороды как загрязнители окружающей среды

В нефти установлено более 500 индивидуальных соединений, из которых основными являются углеводороды. В целом химический состав нефти определяется районом добычи и характеризуется следующими данными: углерод около 85; водород около 14; кислород до 0,3; азот до 1,5; сера до 5,5%. В состав всех типов нефти входят алканы (15—55%), нафтены (30—55%), арены (5—55%), асфальтены и смолы (2—15%). Смолы и асфальтены содержат основную часть микроэлементов нефти, в том числе почти все металлы.

Нефтяное загрязнение природной среды является опасным, что связано с высокой токсичностью и миграционной способностью отдельных компонентов нефти. На земной поверхности нефть оказывается в качественно новых условиях: анаэробная обстановка с медленными темпами геохимических процессов сменяется аэрированной средой. Разрушение нефти и нефтепродуктов происходит за счет химического окисления и биогенного разложения. В зависимости от условий скорости этих процессов могут быть различными. Например, арены хорошо растворимы в воде, но более инертны к химическому окислению, чем алканы.

Легкая фракция нефти — наиболее подвижная ее часть. Метановые углеводороды легкой фракции, присутствующие в загрязненных почвах, водной и воздушной сферах, растворимы в воде и оказывают наркотическое и токсическое действие на живые организмы. Эта фракция легко мигрирует в почвах и водоносных горизонтах. На поверхности углеводороды легкой фракции в первую очередь подвергаются процессам разложения и наиболее быстро перерабатываются микроорганизмами. Скорость биodeградации углеводородов уменьшается в ряду алканы → ароматические углеводороды → циклопарафины.

Сорбция компонентов нефти горными породами (грунтами) и почвами происходит в жидкой фазе, в основном сорбируются смолы, асфальтены и нафтеновые кислоты. Нефть при разливе ухудшает состав корневого питания растений, что резко снижает урожайность. Покрывая пленкой водную поверхность, 1 т нефти образует на поверхности водоема сплошную пленку площадью 2,6 км². При этом нарушается кислородный, углекислотный и другие виды газового обмена. При концентрации нефтепродуктов в воде около 1 г/м³ подавляется жизнедеятельность фитопланктона.

При большом содержании метана в воздухе отмечается резкое падение парциального давления и содержание кислорода. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения: появляется бессонница, головная боль, покраснение кожи, снижается обоняние, повышается утомляемость. Концентрация паров нефти от 100 мг/дм³ опасна для жизни даже при вдыхании в течение 5 мин.

3.3. Прочие химические вещества-загрязнители

Оксид углерода образуется при сжигании попутных нефтяных газов (ПНГ), а также в результате дегазации нефти и пластовых вод. Опасные концентрации наступают при содержании СО в воздухе в количестве от 300 мг/м³ и выше. Это токсичный бесцветный газ без вкуса и запаха с плотностью по воздуху 0,967. При вдыхании воздуха, содержащего небольшое ко-

личество CO, происходит глубокое отравление организма вследствие образования стойкого соединения CO с гемоглобином крови. Высокие концентрации CO в воздухе вызывают обильное слезотечение, удушье, головокружение, боли в желудке. Смерть наступает через несколько часов после отравления от отека гортани или легких. При концентрации 0,5 % CO в воздухе смерть наступает через 2—3 вдоха.

Диоксид углерода поступает в атмосферу за счет сжигания топлива, дегазации нефти и пластовых вод. Оказывает раздражающее действие при концентрации в воздухе 4—5%; при содержании CO₂ в воздухе 10% происходит сильное отравление.

Сернистые соединения выделяются из сернистой нефти, природного газа, конденсата и являются токсичными веществами. При термическом воздействии на нефть сера, дегидрируя углеводороды, образует сероводород H₂S. Остаточная сера объединяет те соединения, которые при температурной обработке не вступают в реакции. Чем больше таких соединений, тем меньше вероятность образования H₂S.

Меркаптаны — высокотоксичные органические серосодержащие газы и легколетучие бесцветные жидкости с плотностью меньше единицы. Образуются при термическом воздействии на нефть. Обнаруживаются в воздухе нефтепромыслов в концентрациях $2 \cdot 10^{-9}$ мг/л. Хорошо проникают через кожу, вызывают тошноту и головную боль вследствие отвратительного запаха, обладают наркотическим эффектом.

Сероводород — бесцветный ядовитый газ с плотностью по воздуху 1,19 с неприятным запахом, который ощутим даже при незначительных концентрациях 1,5—2,0 мг/м³. При больших концентрациях ощущение запаха ослабевает вследствие паралича нервных окончаний. Легко растворяется в воде и переходит в свободное состояние. ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны 3 мг/м³, в атмосферном воздухе населенных мест — 0,008 мг/м³. При концентрации 1000 мг/м³ смерть наступает мгновенно.

Сернистый ангидрид — токсичный бесцветный газ с острым запахом. Длительное воздействие вызывает хроническое отравление: возможны поражение печени, системы кро-

ви и развитие пневмосклероза. Концентрация в воздухе выше 300 мг/м^3 приводит к потере сознания в течение 1 мин. Некроз деревьев начинается при содержании SO_2 в воздухе $2\text{—}5 \text{ мг/м}^3$. Это газ разрушает хлорофилл листьев и замедляет процесс фотосинтеза.

Двуокись азота — бурый газ с удушливым запахом, при температуре 140°C начинает распадаться на NO и O_2 . Оказывает сильное влияние на легкие человека с развитием бронхита, эмфиземы легких, астмы.

Сажа — продукт неполного сгорания или термического разложения углеродистых веществ. Это тонкий черный порошок, состоящий на $89\text{—}99\%$ из углерода, способен воспламеняться в присутствии открытого огня. При содержании сажи в воздухе более 8% ее рассматривают как взрывоопасное вещество. Истинная плотность сажи $1750\text{—}2000 \text{ кг/м}^3$. Контакты с сажей вызывают конъюнктивит.

Бензапирен и другие полициклические ароматические углеводороды содержатся в нефти и природных битумах. Это типичный химический канцероген класса опасности 1. Кристаллический бензапирен хорошо сохраняется, в растворах быстро окисляется, обладает заметной летучестью при температурах ниже точки плавления. Присутствует во всех компонентах ОПС. Может поступать через кожу и органы дыхания. ПДК_{рз} составляет $0,15 \text{ мкг/м}^3$.

Синтетические ПАВ являются распространенным и токсичным химическим загрязнителем водоемов при бурении скважин, сборе и транспортировке нефти. ПАВ образуют стойкие пены, снижают эффективность биохимических методов очистки сточных вод, прекращают рост водорослей. Токсическое действие ПАВ проявляется при концентрациях в воде около $2,0 \text{ г/м}^3$.

Сульфатное и хлоридное загрязнение — наиболее часто встречаемый вид химического загрязнения гидросферы нефтепромыслов. При утечках нефти и пластовой воды выводятся из хозяйственного использования поверхностные, подземные воды и почвенный покров.

Практика геоэкологических исследований относит к наиболее опасным для биоты химическим элементам Hg , Be , Pb ,

As, Cd, Cr, Ni, Co, Se, Cu. Растения избирательно накапливают химические элементы, а затем по трофическим цепям они попадают в организм человека.

3.4. Тепловое загрязнение

В определенных условиях воздействие физических полей может оказать на здоровье людей не меньший отрицательный эффект чем химическое загрязнение ОПС. Общепризнано, что причины неустойчивости ОС кроются в масштабном использовании человеком энергии ископаемого топлива. В 70-х и 90-х гг. XX столетия мировое потребление энергии составляло, соответственно, 5 и 8 млрд т нефтяного эквивалента. В настоящее время эта цифра возросла до 13 млрд т. Суммарное техногенное поступление тепловой энергии приближается к значению 10 ТВт. Основными способами снижения теплового загрязнения ОС являются уменьшение энергопотребления, улучшение конструкции преобразователей энергии и увеличение эффективности использования солнечной энергии.

При производстве 1 кВт·ч электроэнергии на ТЭС в атмосферу и воду поступает, соответственно, 400 и 135 ккал тепла, на АЭС — 130 и 1900 ккал. Для рассеивания тепла станции мощностью 3000 МВт требуется 1800 га водной поверхности.

Основные последствия теплового загрязнения водного объекта:

- усиливается испарение воды;
- уменьшается содержание растворенного кислорода и одновременно растет потребность в кислороде для дыхания организмов;
- происходит смена обычной водной флоры синезелеными водорослями, продукты отмирания которых токсичны.

Для экосистемы естественного водоема критической считается температура 28 °С. К единственному нормативу, ограничивающему тепловое загрязнение водных объектов, можно отнести требование не увеличивать среднюю температуру воды более чем на 3 °С.

3.5. Шумовое загрязнение

Шумовое загрязнение относится к категории основных видов вредных воздействий на ОПС и на самого человека. Единицы измерения шума — децибелы (дБ). Один децибел — это уровень звукового давления p , для которого выполняется соотношение $20 \lg(p/p_0) = 1$, где p_0 — пороговое звуковое давление, принимаемое равным $2 \cdot 10^{-5}$ Па. Территория, на которой уровень шума составляет менее 55 дБ, считается по данному показателю комфортной. Шум интенсивностью более 130 дБ может вызвать акустические травмы и негативно сказаться на здоровье.

Характеристики основных источников шумового загрязнения следующие (дБ):

- промышленные предприятия 80—110;
- железная дорога 85—100;
- трансформаторные подстанции 85—90;
- автотранспорт 80—88;
- буровая установка при бурении 104 дБ;
- буровая установка при операции подъема 120 дБ.

Человек воспринимает звук в широком интервале частот — от 16 Гц до 20 кГц. Шум одного уровня, но с различными частотами человек воспринимает по-разному: высокие звуки кажутся более громкими, чем низкие. Поэтому предельно допустимые уровни (ПДУ) постоянного шума устанавливаются в зависимости от частоты по девяти градациям.

Актуальность проблемы для России подтверждается тем, что около 10 млн населения подвержено постоянному шумовому воздействию высокой интенсивности. В целом 33% шумового загрязнения в городах приходится на автотранспорт и 27% — на промышленность. Шумовое воздействие приводит к неточностям при выполнении технологических операций. Производительность труда при работе в тишине на 9% выше.

ПДУ шумового воздействия для выполнения физической работы, связанной с точностью равен 80 дБ, умственная операторская работа требует 65 дБ, творческая работа и преподавание — 40 дБ.

3.6. Электромагнитное загрязнение

Электромагнитное поле (ЭМП) — это особая форма материи, которая характеризуется вектором напряженности электрического поля и магнитной индукцией. Мы все находимся в естественном ЭМП Земли (геомагнитное поле), интенсивность которого определяется солнечной активностью. В период солнечной активности воздействие ЭМП проявляется в увеличении количества сердечно-сосудистых заболеваний и в ухудшении самочувствия гипертоников.

Уровень электромагнитного загрязнения ОС выходит на уровень, характерный для нынешнего загрязнения ее вредными химическими веществами. Сформировался новый существенный фактор ОС — электромагнитные поля (ЭМП) антропогенного происхождения.

В РФ разработаны ПДУ воздействия для двух типов ЭМП:

- постоянно действующее на человека в производственных и бытовых условиях ЭМП промышленной частоты (50 Гц);
- ЭМП в радиочастотном диапазоне (0,06 — 300 МГц), возникающее при работе антенн передающих и радиолокационных станций.

Их физиологическое воздействие обусловлено индуцированными токами в тканях организма. Неблагоприятный диапазон частот для человека оценивается от 20 Гц до 60 кГц. Под воздействием ЭМП в организме человека измерены потенциалы до 15 мВ. Отмечены поведенческие эффекты воздействия переменного поля на людей и животных. Есть данные о канцерогенном воздействии ЭМП. Допускается пребывание в ЭП напряженностью до 5 кВ/м в течение рабочего дня, при напряженности 20 кВ/м — не более 10 мин.

В диапазоне ЭМП радиочастот 60 кГц — 300 МГц нормируется как напряженность электрического поля **E**, так и напряженность магнитного поля **H**, которая не нормируется для ЭМП промышленной частоты.

Для жилой зоны ПДУ электрической напряженности **E** для радиочастот следующие:

Длинные волны (30—300 кГц)	20 В/м;
Средние волны (0,3—3 МГц)	10 В/м;
Короткие волны (3—30 МГц)	4 В/м;
УКВ (30—300 МГц)	2 В/м;
Микроволны (300 МГц—300 ГГц)	5 мкВ/м.

В последние годы активно осуществляется нормирование систем сотовой радиосвязи.

3.7. Радиационное загрязнение

Радиоактивность в биосфере Земли вызвана естественными радиоактивными элементами, космическими факторами, а также техногенными источниками излучения. При распаде радиоактивных элементов испускается излучение трех типов: α -частицы, β -частицы (электроны и позитроны), γ -излучение. К сильно проникающим излучениям относятся γ -кванты.

Одному ядерному превращению в секунду соответствует единица радиоактивности Беккерель (Бк). Внесистемной единицей активности является Кюри (Ки), соответствующая $3,7 \cdot 10^{10}$ Бк. Активность радионуклидов в почве, воде, в осадках измеряется в Бк/кг или Бк/л.

Для оценки опасности ядерных излучений необходимо знать количество энергии, поглощенной тканями облучаемого организма, или величину поглощенной дозы D Гр (Грей). 1 Гр соответствует поглощению энергии 1 Дж на кг вещества.

Виды излучений неравноценны по радиобиологической эффективности. При одинаковой поглощенной дозе излучение α -частиц вызывает больший эффект, чем β -, γ и рентгеновское излучение. Для учета этого фактора введено понятие эквивалентная поглощенная доза H , измеряемая в единицах Зиверт (Зв) или внесистемных единицах Бэр (1 Бэр = 0,013 Зв).

Эквивалентная доза (Зв) равна поглощенной дозе (Гр), умноженной на коэффициент качества излучения. Для β - и γ -излучения этот коэффициент равен единице, для нейтронов от 2 до 12, для α -частиц — 20.

На уровне моря мощность дозы за счет космических лучей составляет $1,15 \cdot 10^{-11}$ Гр/с.

Основной вклад во внешнее облучение вносят изотопы ^{40}K , ^{14}C , ^3H , которые активно вовлекаются в геохимический круговорот элементов и поступают во все объекты биосферы. Радиоактивность воды зависит от содержания растворимых соединений урана, тория и радия, поступающих с почвенными растворами, а также газообразных продуктов их радиоактивных превращений, например, радона. Минеральные воды обычно обогащены радиоактивными элементами.

Загрязнение экосистем радионуклидами возникает в районах добычи и переработки ядерного сырья, использования ядерного топлива. При аварии Чернобыльской АЭС было выброшено в биосферу примерно 50 МКи активности. Медленно выводятся из биосферы продукты испытаний ядерного оружия — особенно плутоний-239.

Эффективная доза для персонала не должна превышать за период трудовой деятельности (50 лет) 1000 мЗв, а для населения за период жизни (70 лет) 70 мЗв. Доза выше 200 мЗв в течение года должна рассматриваться как потенциально опасная.

3.8. Классы опасности вредных веществ

Основным нормированным показателем количества вредных веществ, допустимых при обеспечении безопасности человека, является предельно допустимая концентрация (ПДК). На системе предельных концентраций построены все интегральные оценки состояния компонентов ОС, расчеты основных показателей антропогенных нагрузок (ПДС и ПДВ). На ПДК основана вся современная система платежей за загрязнение природной среды.

Известно несколько видов ПДК загрязняющих веществ в разных компонентах ОПС: в атмосферном воздухе, воде и почве. Гигиенические значения ПДК вредных веществ устанавливаются для пищевых продуктов.

При разработке ПДК используются единые принципы:

- в основу разработки закладывается только биологический принцип — воздействие на человека;
- используются экспериментальные и натурные исследования по системе «доза—время—эффект» с нахождением количественных порогов вредного воздействия;
- из всего комплекса эффектов выделяется лимитирующий.

По характеру действия на организм человека вредные химические вещества могут вызвать следующие эффекты: токсические, раздражающие, аллергические, канцерогенные, мутагенные, влияющие на репродуктивную функцию.

Проникновение химических веществ в организм человека осуществляется:

- через органы дыхания — ингаляционный путь; динамика поступления определяется агрегатным состоянием вредного вещества, которое может содержаться в пыли, тумане, дыме, газе; это наиболее быстрый путь проникновения, что обусловлено огромной площадью поверхности легочных альвеол (до 120 м²);

- через желудочно-кишечный тракт с пищей и водой;
- через кожные покровы и слизистые оболочки.

Вредное воздействие веществ на живые организмы и экосистемы изучает экологическая токсикология. При назначении ПДК используют принцип пороговости действия и принцип приемлемости риска. Определение пороговости действия — минимальной концентрации вредного вещества, вызывающей интоксикацию организма, является основой гигиенического нормирования. На этом построена система оценки результатов биологических исследований.

Принцип приемлемого риска используется для оценки мутагенного и канцерогенного действия с отдаленными последствиями, когда невозможно установить количественную связь между силой действия и эффектом. В этом случае определение основано на вероятностном подходе. Этот же принцип используется для оценки угрозы в аварийных ситуациях.

Одно и то же вещество может быть ядом, лекарством и необходимым средством для жизни. Еще в XIV в. естествоиспытатель Парацельс писал: «Все есть яд и ничего не лишено ядовитости». Все зависит от концентраций и условий взаимодействия с живыми организмами.

Вредные вещества в зависимости от степени их негативно-го влияния относятся к тому или иному классу опасности. Одно и то же вещество или химический элемент может иметь разные классы в зависимости от вмещающей среды (почва, вода, воздух, продукты питания). В соответствии с ГОСТ 12.1.007—76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования бе-

зопасности» по степени воздействия на организм выделяют четыре класса опасности вредных веществ:

- 1-й класс — вещества чрезвычайно опасные;
- 2-й класс — вещества высоко опасные;
- 3-й класс — вещества умеренно опасные;
- 4-й класс — вещества малоопасные.

Таблица 3.1. **Нормы для различных классов опасности вредных веществ**

Показатели	1-й	2-й	3-й	4-й
ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	<0,1	0,1—1,0	1,1—10,0	>10
Смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	<500	500—5000	5001—50 000	>50 000
Смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	<15	15—150	151—5000	>5000

Ежегодно в мире синтезируется до 25 тысяч новых соединений. Многообразие химических веществ предопределяет возможность комбинированного действия поллютантов на организм человека или животного. Химические вещества, внедряемые в хозяйственную деятельность, подлежат обязательной токсикологической оценке и гигиеническому регламентированию. Объем необходимых для этого сведений зависит от степени токсичности вещества, числа контактирующих с ним людей, актуальности для экономики страны и др. Основным методом разработки ПДК является эксперимент на животных.

Изменения, происходящие в ОС под влиянием человека, воздействуют на живые организмы и приводят к различным отклонениям в их развитии. Сбросы и выбросы загрязняющих веществ, изменение светового, водного и температурного режимов территорий, шумовое и радиационное загрязнения накладываются друг на друга, и их суммарное воздействие можно оценить только по реакциям животных. Биоиндикаторы дают

точную характеристику качества среды обитания и ее пригодности или непригодности для живого. Тест-объектами (организмами) могут быть бактерии, водоросли, моллюски, рыбы, отдельные органы и клетки. Биотест ставится на определение общей токсичности, на мутагенность и канцерогенность.

Для контроля токсичности сточных вод часто используют тест-объект — рачок *Daphnia magna*. Широкую апробацию получили тесты на реакцию ухода рыбы из опасной зоны. Однако, реакция простейших организмов на изменения в водной среде несопоставима с реакцией многоклеточных. Так смертельные концентрации некоторых поллютантов для названного рачка на несколько порядков ниже пороговых концентраций для рыб.

Таблица 3.2. Максимальные разовые значения ПДК некоторых веществ в воздухе рабочей зоны и населенных пунктов

Вещество	Класс опасности	ПДК _{рз} , мг/м ³	ПДК _{мп} , мг/м ³
Аммиак	4	20	0,2
Барий	2	0,5	0,015
Бензапирен	1	0,00015	0,000001
Бензин	4	100	—
Керосин	4	300	—
Нефть	3	10	—
Ртуть	1	0,01	—
Свинец	1	0,01	0,001
Хлор	2	1,0	0,1
Циклогексан	4	80,0	1,4

Глава 4

ПРАВОВАЯ ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

4.1. Правовая охрана атмосферного воздуха от химических загрязнений

Загрязнение ОС — это попадание в нее или образование в ней вредных (загрязняющих) веществ в количествах, превышающих установленные нормативы. Вредным признается вещество, которое способно создать опасность для здоровья людей, нанести ущерб флоре и фауне.

Вредное воздействие на ОС — это воздействие, приводящее к изменению состояния ОС, в результате которого ухудшаются условия жизни человека, условия обитания и произрастания живых организмов.

Атмосферный воздух — это естественная смесь газов атмосферы, находящаяся за пределами жилых и производственных помещений.

Загрязнение атмосферного воздуха — это поступление или образование в нем вредных веществ в концентрациях, превышающих установленные гигиенические и экологические нормативы качества воздуха (ст. 1 ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»).

Охрана атмосферного воздуха — это система мер по улучшению его качества и предотвращению его вредного воздействия на здоровье человека и ОПС. Основными правовыми средствами охраны воздуха от загрязнения являются: выдача разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух (ст. 14 ФЗ); государственная регистрация загрязняющих веществ; учет вредных воздействий на воздух и их источников; инвентаризация выбросов загрязняющих веществ; мониторинг атмосферного воздуха; государственный и общественный контроль за охраной атмосферного воздуха.

В целях регулирования выбросов вредных веществ устанавливаются технические нормативы выбросов и предельно допустимые выбросы.

Технический норматив выброса — это норматив выброса вредного вещества для источников, который отражает максимально допустимую массу выброса в расчете на единицу продукции или мощности.

Предельно допустимый выброс — это норматив предельно допустимого выброса вредного вещества, который устанавливается для источника с учетом непревышения нормативов качества воздуха и критических нагрузок на экологические системы. При определении нормативов выбросов применяются методы расчетов рассеивания выбросов в атмосферном воздухе.

Статья 15 ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» допускает производство и использование технических и технологических установок только при наличии сертификатов. Сертификаты подтверждают соответствие содержания вредных веществ в выбросах технических и технологических установок техническим нормативам выбросов.

4.2. Правовая охрана вод от химического загрязнения

Загрязнение водных объектов — это сброс или поступление в водные объекты вредных веществ, которые ухудшают качество поверхностных и подземных вод. Использование водных объектов должно осуществляться с минимальными негативными последствиями для них (Водный кодекс РФ). При залповом сбросе вредных веществ возникает аварийное загрязнение водных объектов, которое причиняет вред здоровью населения и биологическому разнообразию. Захоронение и сброс токсичных веществ в водные объекты запрещается. Запрещается сброс не очищенных и не обезвреженных сточных вод, а также забор воды, существенно влияющий на состояние водных объектов.

Для использования подземных вод, сброса сточных вод, для поддержания пластового давления при эксплуатации ме-

сторождений нефти и газа предусматривается выдача лицензии. В лицензии должны содержаться сведения об установленных лимитах водопользования, которые могут пересматриваться.

Водопользователи обязаны:

- соблюдать условия, установленные в лицензии на водопользование;
- не нарушать прав других водопользователей;
- не ухудшать качество поверхностных и подземных вод;
- информировать органы власти об аварийных ситуациях.

Поддержание вод в надлежащем экологическом состоянии обеспечивается двумя видами нормативов:

- нормативы предельно допустимых сбросов вредных веществ в водные объекты, которые устанавливаются из условия недопустимости превышения ПДК вредных веществ в водных объектах;
- нормативы ПДК вредных веществ в водных объектах и сточных водах.

Нормативы качества воды — это совокупность допустимых значений показателей ее состава и свойств. Для каждого выпуска возвратных (сточных) вод устанавливаются ПДС веществ, чтобы в контрольных створах водных объектов обеспечивались нормативы качества воды.

При проектировании предприятий и внедрении новых технологических процессов необходимо предусматривать создание замкнутых систем технического водоснабжения.

Запрещается ввод в эксплуатацию объектов, не оборудованных устройствами, очистными сооружениями, предотвращающими загрязнение и истощение водных объектов (например, фильтрующих накопителей и захоронений). Для объектов, подверженным авариям (нефтепроводы, нефтехранилища, накопители сточных вод и др.), должны быть разработаны и осуществлены противоаварийные мероприятия.

Для обеспечения охраны вод устанавливаются водоохраные и санитарно-защитные зоны, в которых поддерживается специальный режим хозяйственной деятельности.

4.3. Правовая охрана почвы от химического загрязнения

Основные источники загрязнения почвы подразделяются на две группы. К первой группе относятся источники загрязнения, эксплуатация которых прямо не связана с использованием земель. Это промышленные предприятия и транспорт, выбрасывающие загрязняющие вещества в атмосферный воздух или в водные объекты, которые затем попадают в почву. Ко второй группе относятся сельскохозяйственные организации, применяющие пестициды и агрохимикаты.

Учитывая это обстоятельство, законодательство об охране ОПС решает проблему охраны почвы от загрязнения путем регулирования выбросов и сбросов загрязняющих веществ в воздушную и водную среду. Почва в отличие от воды и воздуха не является пространственной средой, в которую сбрасываются или удаляются загрязняющие вещества. Законодательство водное и об атмосферном воздухе специально регулируют вопросы сброса и выброса вредных веществ в эти природные объекты. Законодательство об охране почвы построено на иных принципах. Главной его задачей является не регулирование поступления вредных веществ в почву, а *предотвращение попадания* таких веществ в почву.

При размещении новых сооружений и внедрении новых технологий должны предусматриваться мероприятия по охране земель. Для оценки состояния почвы устанавливаются нормативы ПДК вредных химических веществ в почве. Их содержание определяется в миллиграммах на килограмм почвы. Например, содержание ванадия может достигать 150 мг; марганца — 1500; марганца + ванадия — 1000 + 100; ртути — 2, 1; свинца — 32; нитратов — 130 мг.

4.4. Правовая охрана ОПС от загрязнений производственными отходами

Ежегодно в России образуется около 7 млрд т отходов, из которых используется лишь 2 млрд т. В отвалах и хранилищах на-

коплено около 80 млрд т твердых отходов. Под полигоны и свалки твердых бытовых отходов ежегодно отводится 10 тыс. га земель.

Вопросы обращения с отходами регулирует ФЗ «Об отходах производства и потребления». Основными принципами государственной политики в области обращения с отходами являются: охрана здоровья человека; поддержание благоприятного состояния ОПС и сохранение биологического разнообразия; использование новых научно-технических достижений для реализации малоотходных и безотходных технологий (ст. 3 ФЗ).

Отходы производства и потребления — это остатки сырья и материалов, которые образовались в процессе производства и потребления, а также товары, утратившие свои потребительские свойства.

Захоронение отходов — это изоляция отходов, не подлежащих дальнейшему использованию, в целях предотвращения попадания вредных веществ в ОПС.

Хранение отходов — это содержание отходов в объектах размещения в целях их последующего захоронения, обезвреживания или использования.

Использование отходов — это применение отходов для производства продукции или оказания услуг.

Статья 4 ФЗ определяет правовой режим отходов как объекта права собственности. Право собственности на отходы принадлежит собственнику сырья или продуктов, в результате использования которых эти отходы образовались. Собственник не может отказаться от права собственности на отходы. Право собственности на отходы может быть приобретено другим лицом. Создание объектов размещения отходов (полигонов, шламохранилищ, отвалов горных пород) допускается на основании разрешений при наличии положительного заключения государственной экологической экспертизы. Места размещения отходов, содержащие более 1 тыс. т или 5 тыс. м² отходов, подлежат инвентаризации.

При выдаче лицензии на пользование недрами утверждаются лимиты на размещение отходов, включая размещение отходов в недрах.

4.5. Нормирование в сфере охраны ОПС

Важнейшей характеристикой загрязняющих веществ является их предельно допустимая концентрация (ПДК), определяющая максимальную концентрацию загрязнения, которая при периодическом или на протяжении всей жизни человека не оказывает на него вредного влияния. Нормирование загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, воде и почве существенно различаются между собой.

Предельно допустимые выбросы (ПДВ) и предельно допустимые сбросы (ПДС) предприятий устанавливаются из расчетов, чтобы суммарная концентрация загрязнений с учетом работы других предприятий и сбросов населенного пункта не превышала ПДК.

Атмосферный воздух

Наиболее характерными видами воздействия на организм человека является токсическое и рефлекторное воздействия. Максимальная разовая концентрация (ПДК_{мр}) устанавливается для предупреждения рефлекторных реакций (ощущение запаха, световой чувствительности глаз, биоэлектрической активности мозга). Под разовым воздействием понимается 20-минутное воздействие. В производственных помещениях для всех веществ устанавливается только ПДК_{мр}.

Требовать одинаковых значений ПДК на рабочем месте и в жилой зоне неразумно и дорого, поэтому вводят раздельное нормирование. Для загрязнений воздуха в рабочей зоне устанавливают ПДК_{рз}, а в населенном пункте ПДК_{нп}. ПДК_{рз} устанавливается из условий, что здоровью человека не будет нанесен ущерб при его работе в течение всего трудового стажа. Под ПДК_{нп} понимается максимальная концентрация примеси, которая за время жизни человека не оказывает на него вредного воздействия. Очевидно, что значения этих ПДК существенно различаются. Например, для метилмеркаптана ПДК_{рз} = 0,8 мг/м³. ПДК_{нп} = 9 · 10⁻⁶ мг/м³.

В России 75 % населения живет в условиях постоянного превышения ПДК какого-либо вещества в атмосферном воз-

духе (диоксид азота, сероуглерод, формальдегид, бензапирен и др.). В ряде городов основной вклад в загрязнение воздуха вносит автотранспорт.

Водные объекты

В водоемах вода более локализована по сравнению с воздухом. В случае водопользования вода не изымается из водоема (рыбное хозяйство). В случае водопотребления вода изымается из водоема и возвращается в него в загрязненном состоянии. Вода считается загрязненной, если вода стала непригодной хотя бы для одного из видов использования.

Выделяют две категории водоиспользования:

- для нужд населения;
- для целей рыбного хозяйства.

Первая категория подразделяется на хозяйственно-питьевое и культурно-бытовое водопользование. Вторая категория делится на три группы в зависимости от целей рыбного хозяйства (места нереста и др.). ПДК для указанных территорий существенно различаются. Например, ПДК для нефтепродуктов в водоемах первой категории равен 0,3 мг/л, а для водоемов второй категории — 0,05 мг/л. Для водоемов первой категории установлены ПДК более чем для 1700 веществ, второй категории — около 1000 веществ.

Загрязнение воды может быть обусловлено не только токсичными веществами, но и изменением органолептических показателей (например, запах) и других характеристик: содержание взвешенных веществ, минеральный состав, растворимый кислород, температура, окраска, показатель pH и др.

Качество воды большинства водных объектов не отвечает нормативным требованиям. Наиболее распространенными загрязнителями водных объектов являются нефтепродукты, фенолы, органические вещества и соединения металлов. Высокое содержание хлоридов и сульфатов в питьевой воде приводит к росту заболеваний сердечно-сосудистой системы и распространению желчно-каменной болезни.

Почва

Нормирование загрязняющих веществ в почве более сложное, чем в воздухе и водных объектах. Это обусловлено многообразием путей поступления загрязняющих веществ из почвы в человеческий организм. Нормирование загрязнений в почве проводят по трем направлениям:

- в пахотном слое сельскохозяйственных угодий;
- на территории предприятий;
- на территории жилых районов.

В пахотном слое ПДК_п должна быть такой, чтобы остаточная концентрация вредных веществ в продуктах питания была ниже ПДК_{пт}. Кроме того, концентрация вредных веществ в почве должна быть такой, чтобы они не загрязняли атмосферный воздух и грунтовые воды. ПДК_п устанавливаются в основном для ядохимикатов, используемых для борьбы с вредителями и сорняками. При сложном спектре загрязняющих веществ необходимо учитывать эффект суммации их действия.

4.6. Процедура оценки воздействия на ОПС

При размещении нефтегазовых объектов необходимо учитывать ближайшие и отдаленные последствия их деятельности. Эта процедура является обязательной и проводится заказчиком намечаемой деятельности. ОВОС — это процесс определения экологических последствий, возможных неблагоприятных воздействий и разработки мер по их уменьшению и предотвращению. Заказчик через СМИ доводит до общественности сведения о планируемой деятельности и проводит общественные слушания. Заказчик обязан рассмотреть альтернативные варианты, а также «нулевой вариант», то есть отказ от деятельности.

Первый этап — уведомление, предварительная оценка и составление технического задания на проведение ОВОС.

Второй этап — проведение исследований по ОВОС намечаемой деятельности, определение мероприятий, уменьшающих, смягчающих или предотвращающих негативные воздействия.

Третий этап — подготовка окончательного варианта ОВОС с учетом поступивших замечаний. Негативное влияние объекта должно быть снижено до уровня, регламентированного нормативными документами.

Обосновывающие материалы должны быть достаточными для оценки:

- воздействия на ОПС;
- рациональности использования природных ресурсов;
- уровня экологической опасности производимой продукции и отходов производства;
- ущерба природной среде.

4.7. Экологическая экспертиза объектов нефтегазового комплекса

Экологическая экспертиза — это установление соответствия или несоответствия намечаемой деятельности экологическим требованиям; это определение допустимости реализации объекта экспертизы. Это инструмент поддержания экологического правопорядка в производственной деятельности (ФЗ «Об экологической экспертизе»). Проведение экспертизы обеспечивает охрану права каждого гражданина на благоприятную ОС.

Проведение экологической экспертизы базируется на соблюдении следующих принципов:

- принцип презумпции потенциальной экологической опасности намечаемой деятельности. Любая деятельность, связанная с использованием природных ресурсов, влечет за собой воздействие на окружающую среду — обычно негативное;
- принцип обязательности проведения государственной экологической экспертизы до принятия решения о реализации объекта экспертизы;
- принцип комплексности ОВОС и его последствий. Все природные объекты находятся в состоянии взаимосвязи, поэтому требуется полная оценка вредных воздействий на все компоненты ОС;
- принцип обязательности учета требований экологической безопасности. Условия эксплуатации объекта должны в

максимальной степени исключать вероятность возникновения аварий и причинение вреда жизни и здоровью людей;

- принцип научной обоснованности и объективности заключений экспертизы;
- принцип гласности и ответственности участников экспертизы.

Государственной экологической экспертизе подлежат все виды деятельности независимо от ведомственной принадлежности и форм собственности. Все виды деятельности могут осуществляться только при наличии положительного заключения экспертизы, проводимой за счет пользователя природных ресурсов. Например, ФЗ «О континентальном шельфе РФ» предусматривает проведение экологической экспертизы проектов геологического изучения, разведки и разработки минеральных ресурсов и промысла живых ресурсов, создание искусственных островов и сооружений, прокладки подводных кабелей и трубопроводов.

Экологическая экспертиза призвана сыграть важную роль в сохранении уникальной природы озера Байкал. На этой природной территории запрещаются или ограничиваются виды деятельности, при осуществлении которых оказывается негативное воздействие на экосистему озера (ст. 6 ФЗ «Об охране озера Байкал»).

4.8. Право на благоприятную окружающую среду и экологическую безопасность

Высшей юридической силой по отношению к иным законодательным актам обладает Конституция РФ. Конституционная норма ст. 42 предусматривает право каждого гражданина на благоприятную окружающую среду, достоверную информацию о ее состоянии и на возмещение ущерба, причиненного его здоровью или имуществу экологическим правонарушением.

Право на благоприятную экологическую среду закреплено в ряде законодательных актов. Так согласно ст. 11 закона «Об охране окружающей природной среды» каждый гражданин имеет право на охрану здоровья от неблагоприятного воздей-

ствия ОПС, вызванного любой хозяйственной деятельностью. Ст. 8 закона «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» устанавливает, что граждане имеют право на благоприятную среду обитания, факторы которой не оказывают вредного воздействия на человека.

Наряду с правом на благоприятную ОС в Конституции РФ закреплена обязанность каждого «сохранять природу и окружающую среду, бережно относиться к природным богатствам» (ст. 58). В условиях формирования рыночной экономики велика роль ст. 36 Конституции РФ «Владение, пользование и распоряжение землей и другими природными ресурсами осуществляются их собственниками свободно, если это не наносит ущерба окружающей среде и не нарушает прав и законных интересов иных лиц». Таким образом, интересы охраны ОС Конституция РФ ставит на первое место по отношению к интересам частного земельного собственника.

Ст. 72 Конституции РФ относит охрану ОС и обеспечение экологической безопасности к предмету совместного ведения РФ и ее субъектов. Закон «О гарантиях прав коренных малочисленных народов РФ» закрепил право малочисленных народов на защиту их исконной среды обитания, традиционных их образа жизни и промыслов.

Глава 5

ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

5.1. Схема обустройства месторождений нефти

Выбор системы извлечения нефти и обустройства нефтяных месторождений зависит от десятков факторов: от глубины залегания и качества продуктивных пластов; количества извлекаемых запасов, их структуры по степени изученности (А, В, С₁, С₂); характеристик коллекторов; состава и свойств нефти; газового фактора и состава попутных газов; давления насыщения нефти газом; свойств и условий залегания пластовых вод; положения водо-нефтяного контакта.

Кроме перечисленных основных показателей разработки при обустройстве месторождения учитываются природно-климатические характеристики, инженерно-геологические условия.

Одно из основных требований к разработке — рационализация: обеспечение заданных темпов добычи с минимальными капитальными вложениями и минимальными воздействиями на ОС. Важнейшей составной частью проектирования разработки месторождений является выделение эксплуатационных объектов. Часть нефтяной залежи, выделяемая для эксплуатации самостоятельной сеткой эксплуатационных и нагнетательных скважин, называется эксплуатационным объектом.

Разведанные месторождения считаются подготовленными для промышленной разработки при соблюдении следующих условий:

- получена лицензия на право пользования недрами;
- проведена опытно-промышленная эксплуатация отдельных участков;
- балансовые запасы УВ, имеющие промышленное значение, составляют не менее 80 % категории С₁ и до 20 % категории С₂;

- оценена сырьевая база строительных материалов и источников водоснабжения;
- утверждены документы по утилизации ПНГ, газового конденсата и других сопутствующих ценных компонентов;
- предусмотрены мероприятия по предотвращению загрязнения ОС и обеспечения безопасного проведения работ.

Требования к генеральному плану

Схема генерального плана месторождения предусматривает размещение устьев нефтяных, газовых, нагнетательных одиночных и кустов скважин, ГЗУ, ДНС, установок предварительного сброса пластовых вод (УПС), кустовых насосных станций (КНС), КС, инженерных коммуникаций (автодорог, нефте- и газопроводов, водоводов, ЛЭП, линий связи, катодной защиты и др.), обеспечивающих процессы сбора и транспортировки продукции скважин, а также снабжение электроэнергией, теплом, водой и воздухом.

Размещение производственных и вспомогательных зданий и сооружений необходимо производить по их функциональному и технологическому назначению с учетом взрывной и пожарной опасности. При размещении сооружений нефтедобычи на прибрежных участках водоемов планировочные отметки площадок принимаются на 0,5 м выше наивысшего горизонта вод с вероятностью его превышения один раз в 25 лет (устья скважин, ГЗУ) и один раз в 50 лет (КС, ЦПС, ДНС, УПС).

Природоохранные мероприятия и элементы ОВОС присутствуют в нормативных документах по освоению месторождений. Однако при сложившейся практике взаимодействия участников разработки месторождений типовые природоохранные проблемы решаются не превентивным образом, а по мере их возникновения. Существует закономерность — чем в более удаленном месте расположено месторождение, тем менее жесткие экологические ограничения к нему предъявляются и тем больший экологический ущерб наносится ОС.

Во избежание социально-экологических проблем на поздних стадиях нефтедобычи уже при проектировании освое-

ния месторождений следует проводить консультации со всеми заинтересованными организациями и лицами. Эксплуатация нефтепромыслов наносит вред ОС независимо от конструктивных особенностей сооружений и объемов добываемых УВ. Проведение дорогостоящих экологических мероприятий должно проводиться своевременно (ликвидация скважин, амбаров-накопителей, рекультивация земель), а не отодвигаться на неопределенный срок.

Технологическая безопасность работы сооружений в цепочке «добыча — сбор — подготовка — транспортировка» во многом обеспечивается равномерностью отработки запасов нефти. Для этого необходимо располагать достоверной информацией о распределении энергетического потенциала залежи, который отражается с помощью карт изобар. Здесь принципиально важным является выбор схемы кустования скважин. Известно, что чем крупнее кустовые площадки, тем дороже бурение скважины, поскольку необходимы большие отходы забоев от вертикали (до 2—4 км и более). Однако при этом сокращается стоимость коридоров коммуникаций и повышается степень экологической безопасности промысла в целом.

Куст скважин

Под кусты скважин отводится площадка естественного или искусственного участка территории с расположенными на ней устьями скважин, технологическим оборудованием, инженерными коммуникациями и служебными помещениями. В составе укрупненного куста может находиться несколько десятков наклонно-направленных скважин. Суммарный дебит по нефти одного куста скважин принимается до $4000 \text{ м}^3/\text{сут.}$, а газовый фактор — до $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В состав технологических сооружений куста скважин обычно входят:

- приустьевые площадки добывающих и нагнетательных скважин;
- замерные установки;
- блоки подачи реагентов-деэмульгаторов и ингибиторов;

- блоки газораспределительные и водораспределительные;
- блоки закачки воды в нагнетательные скважины;
- станции управления насосами ЭЦН и ШГН;
- фундаменты под станки-качалки;
- трансформаторные подстанции;
- площадки под ремонтный агрегат;
- емкость-сборник и технологические трубопроводы.

В составе сооружений кустовой площадки может находиться узел подготовки сточных вод (УПСВ) с локальной закачкой воды в пласт. В этом случае отсутствует энергоемкая перекачка пластовых вод к пунктам сепарации нефти и обратно, а в составе транспортных коридоров отсутствуют агрессивные пластовые флюиды, что повышает экологическую безопасность промысла.

Строительство скважин с большими отходами забоя ограничивает применение глубинных штанговых насосов ввиду осложнений, связанных с истиранием труб. Во избежание аварий при выборе насосного оборудования предпочтение отдается ЭЦН и гидроприводным насосным системам в условиях закрытой системы сбора нефти и газа. Такие системы дают возможность подачи ингибиторов для предотвращения коррозии и парафинообразования.

Система сооружений подготовки нефти, сброса и закачки вод строится в зависимости от распределения запасов по площади залежи, темпов добычи, степени обводненности и газонасыщенности нефти, величины давления на устье скважины, расположения кустов скважин (рис. 5.1). Эти объекты должны обеспечивать:

- герметизированный сбор и транспортировку продукции скважин до ЦПС;
- отделение газа от нефти и бескомпрессорную транспортировку газа первой ступени сепарации до сборных пунктов, ГПЗ и на собственные нужды;
- замер расходов продукции отдельных скважин и кустов, учет суммарной добычи продукции всех скважин;
- предварительное обезвоживание нефти.

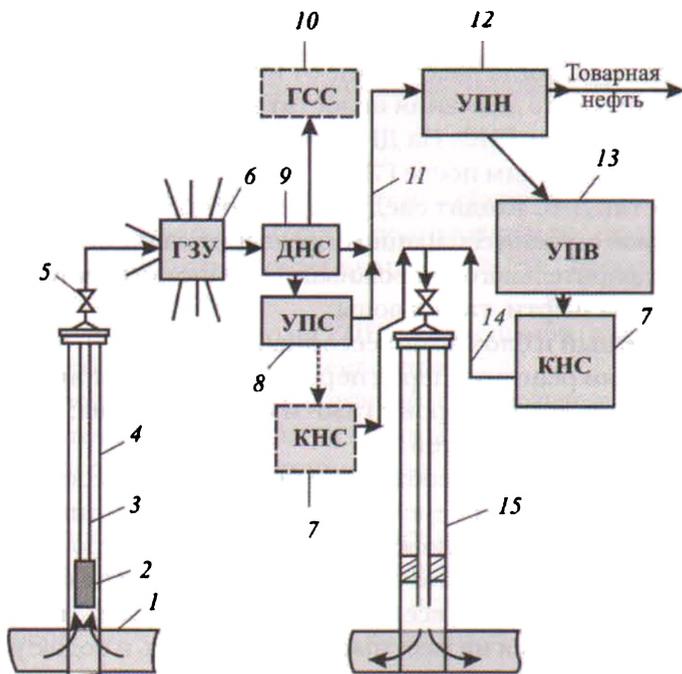


Рис. 5.1. Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции на нефтяном промысле:

1 — продуктивный пласт; 2 — скважинный насос; 3 — подъемные трубы; 4 — обсадная колонна; 5 — устье добывающей скважины; 6 — групповая замерная установка; 7 — кустовая насосная станция; 8 — установка предварительного сбора воды; 9 — дожимная насосная станция; 10 — газопровод; 11 — трубопровод для водонефтяной смеси; 12 — установка подготовки нефти; 13 — установка подготовки воды; 14 — водовод; 15 — нагнетательная скважина

Групповые замерные установки

Газожидкостная смесь из добывающих скважин поступает на ГЗУ, в которой в автоматическом режиме производится периодическое измерение в замерном сепараторе дебитов жидкости и газа каждой скважины. Количество установок определяется расчетами. На площадках ГЗУ размещаются блоки заправки реагента-деэмульгатора и ингибитора коррозии.

Дожимная насосная станция

В тех случаях, когда расстояние от кустов скважин до ЦПС велико, а устьевого давления недостаточно для перекачки флюидов, сооружают ДНС. На ДНС смесь попадает по нефтесборным трубопроводам после ГЗУ.

В состав ДНС входят следующие блочные сооружения:

- первой ступени сепарации с предварительным отбором газа;
- предварительного обезвоживания и очистки пластовой воды;
- замера нефти, газа и воды;
- насосный и блок компрессорный воздуха;
- закачки реагента перед первой ступенью сепарации;
- закачки ингибиторов в газо- и нефтепроводы;
- аварийных емкостей.

Сооружение ДНС необходимо потому, что насосное оборудование не позволяет перекачивать смеси с большим содержанием газа из-за возникновения кавитационных процессов. Газ, отделившийся в результате снижения давления на первой ступени сепарации, чаще всего подается на факел сжигания или для использования на местные нужды. Нефть и вода с растворенным оставшимся газом поступают в сепараторы второй ступени на ЦПС и УПН.

Центральный пункт сбора

На ЦПС сырая нефть проходит полный цикл обработки, который включает двух- или трехступенчатое разгазирование нефти с помощью сепараторов и доведение нефти по упругости насыщенных паров до необходимых кондиций. Газ после сепарации очищается от капельных жидкостей и подается на утилизацию или переработку. Газ первой и второй ступени сепарации транспортируется под собственным давлением. Газ концевой ступени для дальнейшего использования требует компримирования.

Здесь же на ЦПС производится обезвоживание и обессоливание нефти до товарных кондиций. Попутно добываемые воды отделяются от сырой нефти на установке подготовки нефти (УПН) в составе ЦПС. В специальном резервуаре происхо-

дит отстаивание нефти, подогрев нефтяной эмульсии в трубчатых печах и обессоливание. После этого товарная нефть поступает в резервуар с последующей откачкой в МН.

Резервуарные парки

Наличие резервного парка емкостей — обязательный атрибут всех технологических схем сбора, подготовки и транспортировки нефти. Стандартные резервуары типа РВС используются для создания запасов:

- сырья, поступающего на УПН, необходимого в количестве суточного объема продукции скважин;
- товарной нефти в объеме суточной производительности УПН.

Кроме того, резервуары различных объемов необходимы для приема пластовых и сточных вод, а также для аварийных сбросов.

Для сброса парафиновых отложений от зачистки (пропарки) резервуаров устраиваются земляные амбары-накопители. Кроме того резервуары являются источником загрязнения атмосферы за счет испарения хранящихся в них УВ.

Компрессорные станции

КС могут быть самостоятельными объектами обустройства месторождений или входить в комплекс технологических сооружений ЦПС. КС предназначены для подачи нефтяного газа на ГПЗ, для компримирования газа в системе газлифтной добычи и при подготовке его к транспортировке.

Для удаления газа из полости поршневого компрессора на приемном газопроводе каждой ступени сжатия компрессора предусматривается свеча сброса газа с установкой на ней запорной арматуры. Высота свечи не менее 5 м и определяется расчетами рассеивания газа.

Факельная система

В факельную систему аварийного сжигания ДНС направляется нефтяной газ, который не может быть принят к транспортировке, а также газ от продувки оборудования и трубопроводов.

Диаметр и высота факела определяются расчетом с учетом допустимой концентрации вредных веществ в приземном слое воздуха, а также допустимых тепловых воздействий на человека и объекты. Высота трубы должна быть не менее 10 м, а для газов, содержащих сероводород, не менее — 30 м. Скорость газа в устье факельного ствола принимается с учетом исключения отрыва пламени, но не более 80 м/с.

Факельная система ЦПС предусматривается для сброса газов и паров:

- постоянных — от установок регенерации сорбентов и стабилизации УВ-конденсатов;
- периодических — перед освобождением аппаратов перед пропаркой, продувкой и ремонтом;
- аварийных — при сбросе от предохранительных клапанов и других аварийных сбросах.

Факел оборудуется автоматическим дистанционным зажиганием и самостоятельным подводом топливного газа к запальному устройству. Для улавливания конденсата перед факельной трубой размещается конденсатосборник.

Узлы ввода реагента

Узлы ввода реагента на объектах сбора и транспортировки нефти и газа включают:

- блок для дозирования и подачи деэмульгаторов;
- блоки для дозирования и подачи ингибиторов и химреактивов;
- склад для хранения химреактивов.

Трубопроводы нефти и газа

В систему сбора и транспортировки продукции добывающих скважин входят:

- выкидные трубопроводы от устья скважин до ГЗУ;
- коллекторы, обеспечивающие сбор продукции от ГЗУ до пунктов первой ступени сепарации ДНС или ЦПС;
- нефтепроводы для подачи газонасыщенной или разгазированной обводненной нефти или безводной нефти от пунктов сбора и ДНС до ЦПС;

- нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до головной НПС магистрального трубопровода;
- газопроводы для подачи нефтяного газа от установок сепарации до УПГ, КС, ЦПС, ГПЗ и собственных нужд;
- газопроводы для подачи газа от ЦПС до головной КС магистрального трубопровода.

5.2. Состав сооружений магистральных нефтепроводов

В состав магистральных нефтепроводов (МН) входят: линейные сооружения, головные и промежуточные перекачивающие насосные станции, резервуарные парки. В состав линейных сооружений входят следующие элементы: трубопровод дальнего транспорта нефти с ответвлениями и лупингами; запорная арматура; переходы через естественные и искусственные препятствия; узлы подключения нефтеперекачивающих станций (НПС); узлы пуска и приема очистных и диагностических устройств; установки электрохимической защиты от коррозии; линии электропередачи и линии связи; средства телемеханики и устройства дистанционного управления запорной арматурой; земляные амбары для аварийного выпуска нефти; пункты подогрева нефти; противопожарные средства; постоянные дороги и указатели (рис. 5.2).

Собственно трубопровод представляет собой сваренные в непрерывную нитку трубы. Обычно верхнюю образующую магистральных трубопроводов (МТ) заглубляют в грунт на глубину 0,8 м, если иная глубина заложения не диктуется особыми условиями. При прокладке МН в районах с вечномерзлыми грунтами или через болота трубы укладываются на опоры или в искусственные насыпи. Для них применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300—1220 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением, которое может достигать 10 МПа. Помимо магистральных существуют промышленные, технологические и распределительные трубопроводы.

На пересечениях крупных рек трубопроводы утяжеляют грузами или бетонными покрытиями и заглубляют ниже дна

реки. Кроме основной нитки перехода через реки укладывают резервную нитку того же диаметра.

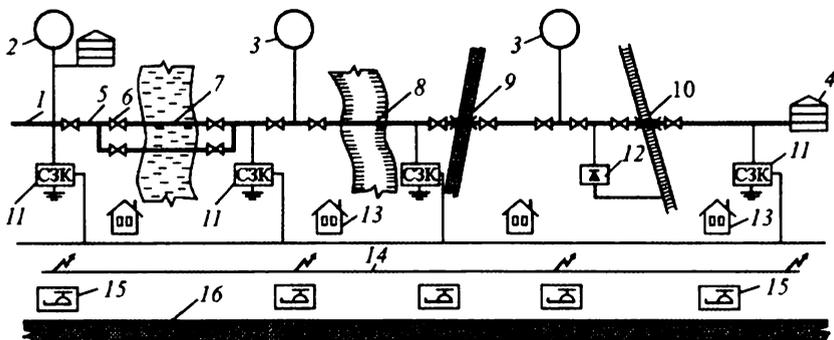


Рис. 5.2. Состав сооружений МН:

1 — подводный трубопровод; 2 — головная НПС; 3 — промежуточная НПС; 4 — конечный пункт; 5 — линейная часть; 6 — линейная задвижка; 7 — дожер; 8 — надземный переход; 9 — переход под автодорогой; 10 — переход под железной дорогой; 11 — станция катодной защиты; 12 — дренажная установка электрохимической защиты; 13 — дом обходчика; 14 — линии связи; 15 — вертолетная площадка; 16 — дорога

В зависимости от рельефа трассы на трубопроводе с интервалом 10—30 км устанавливают задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются по трассе с интервалом 70—150 км и оборудуются центробежными насосами с электроприводом. Подача (расход) магистральных насосов может достигать 12 500 м³/ч. Головная НПС располагается вблизи нефтяного промысла и отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным трехсуточной пропускной способности МН. Если длина МН превышает 800 км, его разбивают на эксплуатационные участки длиной 100—300 км, в пределах которых возможна независимая работа насосов. Промежуточные НПС, расположенные на границах эксплуатационных участков, имеют резервуарные парки объемом до 1,5-суточной пропускной способности МН.

На трубопроводах, транспортирующих высокозастывающие и высоковязкие нефти, устанавливают тепловые станции с печами подогрева. Такие трубопроводы имеют теплоизоляционное покрытие.

Затраты на строительство линейной части достигают 80% от общего объема капитальных вложений. Чем больше диаметр труб, тем больше доля стоимости труб в общей стоимости линейной части. При диаметре нефтепровода 320 мм металлоложение в проект составляет 60 т/км, при диаметре 1220 мм — 420 т/км. Например, при переходе от диаметра 720 мм на диаметр 1020 мм металлоложение увеличивается в 1,8 раза. Поэтому трассы нефтепроводов большого диаметра стремятся максимально спрямить. С увеличением диаметра уменьшаются удельные затраты на перекачку нефти. Примерно 20% капитальных вложений приходится на нефтеперекачивающие станции.

С увеличением рабочего давления и диаметра труб возрастает толщина стенок. При повышении давления увеличивается стоимость единицы длины нефтепровода, однако удельные эксплуатационные затраты при этом уменьшаются. Например, при перекачке нефти со средней скоростью 1,5 м/с по трубам разного диаметра удельный расход энергии (кВт·ч на 1000 т·км) составляет: диаметр 530 мм — 23,6; диаметр 720 мм — 14,8; диаметр 920 мм — 10,6.

В зависимости от прохождения трассы по равнинным участкам или через сложные естественные преграды стоимость сооружения линейной части может увеличиться в несколько раз. После определения оптимального направления трассы проводят выбор площадок для размещения НПС и уточняют на основании гидравлического расчета параметры нефтепровода.

МН подразделяются на четыре класса в зависимости от диаметра трубопровода:

- I класс — диаметр свыше 1000 мм;
- II класс — от 500 до 1000 мм включительно;
- III класс — от 300 до 500 мм включительно;
- IV класс — 300 мм и менее.

В зависимости от класса выбираются безопасные расстояния от трубопровода до строений и сооружений.

Установлены также следующие пять категорий участков трубопроводов, которые требуют обеспечения повышенных прочностных характеристик, объема неразрушающего контроля и величины испытательного давления: В, I, II, III, IV. Наиболее высокой и ответственной является категория В.

К последней категории относятся переходы диаметром 1000 мм и более через судоходные и широкие водные преграды, газопроводы внутри компрессорных, газораспределительных станций и подземных хранилищ газа (ПХГ). К участкам IV категории относятся трубопроводы, проходящие по равнинной местности в устойчивых грунтах вдали от строений и сооружений.

Вдоль трассы МТ проходит линия связи, которая имеет в основном диспетчерское назначение. Расположенные вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты, а также протекторы защищают трубопроводы от наружной коррозии. По трассе нефтепровода могут сооружаться пункты налива нефти в железнодорожные цистерны. Допустимые радиусы изгиба трубопровода в различных плоскостях определяют из условия прочности и устойчивости положения. На трассе МН через каждые 500 м устанавливаются знаки высотой до 2 м с надписями-указателями.

Конечный пункт нефтепровода — либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода, либо морская перевалочная нефтебаза, откуда нефть танкерами перевозится потребителям.

5.3. Состав сооружений магистральных газопроводов

Система доставки продукции газовых месторождений до потребителей представляет собой единую технологическую цепочку. Газ с месторождений поступает через газосборный пункт по промысловому коллектору на установку подготовки газа, где производится осушка газа, очистка от механических примесей, углекислого газа и сероводорода. Далее газ поступает на

головную компрессорную станцию и в магистральный газопровод (МГ).

В состав сооружений магистрального газопровода входят следующие основные объекты (рис. 5.3):

- головные сооружения;
- компрессорные станции (КС);
- газораспределительные станции (ГРС);
- подземные хранилища газа (ПХГ);
- линейные сооружения.

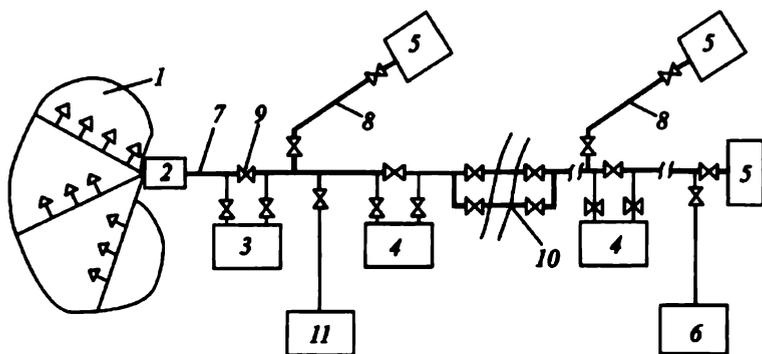


Рис. 5.3. Схема магистрального газопровода:

1 — газосборные сети; 2 — промышленный пункт сбора газа; 3 — головные сооружения; 4 — компрессорная станция; 5 — газораспределительная станция; 6 — подземные хранилища; 7 — магистральный трубопровод; 8 — ответвление; 9 — линейная арматура; 10 — двухиточный переход через водную преграду

МГ в зависимости от рабочего давления подразделяются:

- | | | |
|----------|---|---------------------------------|
| I класс | — | от 2,5 до 10 МПа включительно; |
| II класс | — | от 1,2 до 2,5 МПа включительно. |

На головных сооружениях добываемый газ подготавливается к транспортировке. В первый период разработки месторождений давление газа достаточно велико, поэтому нет необходимости в использовании головной компрессорной станции. Эту станцию строят на более поздних этапах разработки газовых месторождений.

Компрессорные станции (КС) предназначены для перекачки газа от месторождений или подземных хранилищ до потребителя. Кроме того, на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Объекты КС проектируются в блочно-модульном исполнении и оборудуются центробежными нагнетателями с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. Газотурбинным приводом оснащено более 80% всех КС, а электроприводом — около 20%.

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) предназначены для сжатия природного газа, достаточного для обеспечения его транспортировки с заданными технологическими параметрами. Газоперекачивающие агрегаты размещаются в блок-контейнерах, состоящих из отсеков двигателей (приводов) и нагнетателей. Базовая сборочная единица — блок турбоагрегата и оборудование технологических систем.

Установка охлаждения газа преимущественно состоит из аппаратов воздушного охлаждения (АВО). При компримировании (сжатии) газ нагревается, что приводит к увеличению его вязкости, затрат мощности на перекачку и увеличению продольных напряжений в трубопроводе. Охлаждение газа после его компримирования увеличивает производительность и устойчивость газопровода, ослабляет действие коррозионных процессов. Газ охлаждают водой и воздухом в теплообменных аппаратах различной конструкции. Конструктивно АВО представляет собой вентилятор с диаметром лопастей до 7 м. Количество АВО определяется теплотехническими расчетами. Рабочая температура охлаждаемой среды на входе в аппарат до 70 °С, на выходе — до 45 °С.

Газораспределительные станции (ГРС) сооружают в конце каждого МГ или отвода от него. Высоконапорный газ не может быть непосредственно подан потребителям. На ГРС осуществляется понижение давления газа до требуемого уровня, очистка от механических частиц и конденсата, одоризация и измерение расхода.

К линейным сооружениям относятся собственно МТ, линейные запорные устройства, узлы очистки газопровода, перехо-

ды через препятствия, станции противокоррозионной защиты, линии технологической связи, отводы от МГ и сооружения линейной эксплуатационной службы.

Линейные сооружения газопроводов отличаются от аналогичных сооружений нефтепроводов тем, что вместо линейных задвижек используются линейные шаровые краны, расстояние между которыми должно быть не более 30 км. Кроме того, для сбора выпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники. Большая часть газопроводов имеет диаметр от 720 до 1420 мм. Трубы и арматура рассчитаны на рабочее давление до 10 МПа.

При параллельной прокладке двух и более МГ в одном технологическом коридоре предусматривается соединение их перемычками с запорной арматурой. Перемычки размещаются на расстоянии не менее 40 км друг от друга, а также перед компрессорными станциями и после них.

Подземные хранилища газа (ПХГ) служат для компенсации неравномерности газопотребления. Использование подземных структур для хранения газа позволяет существенно уменьшить капиталовложения в хранилища.

5.4. Классификация и состав перекачивающих станций

Магистральный нефтепровод (МН) имеет в своем составе головную нефтеперекачивающую станцию (НПС) и промежуточные НПС. **Головная НПС** предназначена для приема нефти с установок ее подготовки на промысле и закачки в МН. **Промежуточные НПС** обеспечивают поддержание в трубе напора, достаточного для дальнейшей перекачки нефти (рис. 5.4). Объекты в составе НПС подразделяются на две группы: основного (технологического) и вспомогательного назначения.

К объектам первой группы относятся: резервуарный парк; подпорная насосная; узел учета нефти с фильтрами; магистральная насосная; узел регулирования давления и предохранительные устройства; камеры пуска и приема очистных и

диагностических устройств; технологические трубопроводы с запорной арматурой.

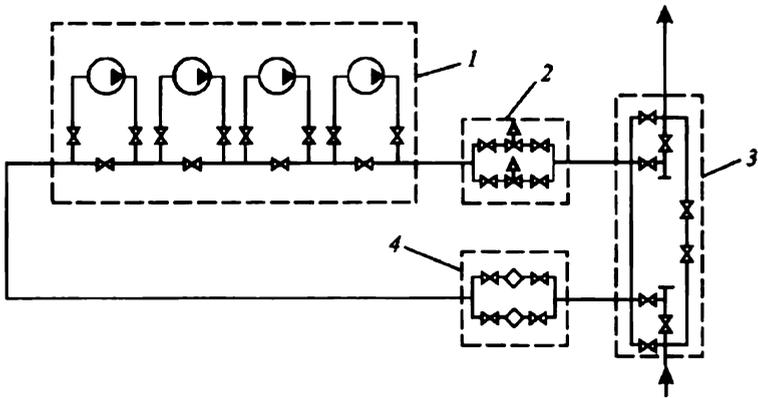


Рис. 5.4. Технологическая схема промежуточной НПС:

- 1 — насосная; 2 — помещение с регулирующими клапанами;
3 — устройство приема-пуска очистных и диагностических средств;
4 — фильтры-грязеуловители

К объектам второй группы относятся: понижающая электрическая подстанция с распределительными устройствами; комплекс водоснабжения; комплекс по отводу промышленных стоков; котельная с тепловыми сетями; узел связи; лабораторный корпус; мастерские; пожарное депо; склад и т. д.

На головных НПС осуществляются следующие технологические операции: прием и учет нефти; краткосрочное хранение нефти в резервуарах; внутриванционные перекачки нефти; закачка нефти в МТ; запуск в полость трубопровода очистных и диагностических устройств.

На промежуточных НПС осуществляется увеличение напора транспортируемой нефти. При работе НПС в режиме «из насоса в насос» (конец предыдущего участка трубы МН подключен к линии всасывания насосов) промежуточные НПС не имеют резервуарных парков. В других случаях резервуарные парки имеются. На промежуточных НПС устанавливаются также системы сглаживания волн давления и защиты от гидравлических ударов.

МН разбиваются на эксплуатационные участки протяженностью до 800 км, которые соединяются друг с другом через резервуарные парки, поэтому в течение некоторого времени каждый участок может вести перекачку независимо от соседних участков. Эксплуатационные участки в свою очередь состоят из 3—5 более коротких участков, разделенных промежуточными НПС, которые работают в режиме «из насоса в насос» и гидравлически связаны друг с другом.

Для снижения затрат на сооружение НПС используется метод их блочно-модульного исполнения. Все оборудование станции входит в состав функциональных блоков, монтируется и испытывается на заводе. При этом блочно-модульные НПС могут быть открытого типа, когда насосные агрегаты размещаются под навесом на открытом воздухе.

Важным элементом НПС является узел учета нефти на потоке, который размещают на пути движения нефти из резервуара к нефтепроводу между подпорной и магистральной насосными.

Типичным элементом схемы НПС является узел приема-пуска средств очистки и диагностики внутренней полости нефтепровода. На головных НПС размещаются только камеры пуска, на промежуточных — камеры пуска и камеры приема, на конечных — только камеры приема. Каждое из средств очистки обладает своими преимуществами и недостатками. Например, эластичный шаровой разделитель обладает повышенной проходимостью, способен преодолевать сужения трубы и крутые повороты, но обладает худшими очистными свойствами по сравнению со скребками.

Для приема разделителей с предыдущего участка используют специальную камеру, в которую разделитель поступает вместе с потоком нефти. Для пуска разделителей используется другая камера, из которой разделители вместе с потоком нефти уходят на следующий участок нефтепровода.

Магистральный газопровод (МГ) в своем составе имеет головную и промежуточные компрессорные станции (КС), обеспечивающие расчетную пропускную способность трубопровода (рис. 5.5).

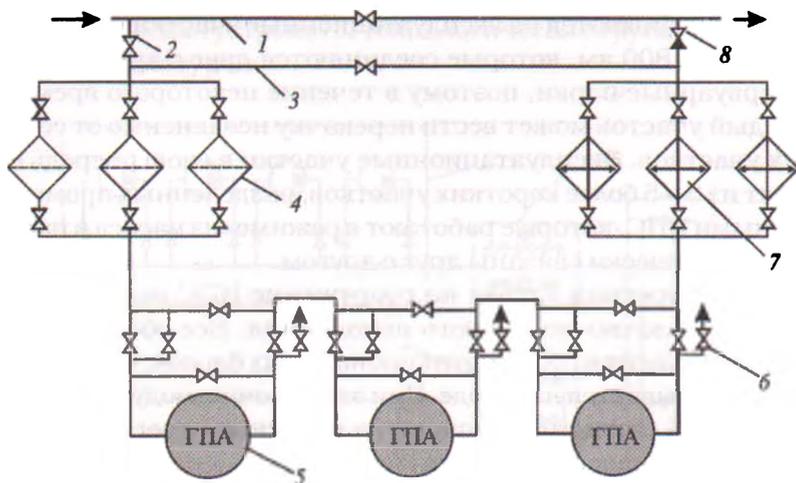


Рис. 5.5. Технологическая схема промежуточной КС с центробежными нагнетателями:

1 — магистральный газопровод; 2 — кран; 3 — байпасная линия; 4 — пылеуловители; 5 — газоперекачивающий агрегат; 6 — продувные свечи; 7 — АВО газа; 8 — обратный клапан

В начальный период разработки месторождений давление поступающего природного газа бывает достаточно большим, поэтому необходимость в сооружении головной КС отсутствует. Головную КС строят позднее, уже после ввода МГ в эксплуатацию.

Размещение КС по длине трассы зависит от рабочих параметров МГ. Обычно оно колеблется в пределах 80—150 км.

Головная КС предназначена для приема газа от источников (с промысла), очистки его от пыли и сероводорода, осушки, охлаждения и компримирования — сжатия до рабочего давления.

Для выполнения этих технологических операций в составе головной КС имеются следующие объекты:

- узел пылеуловителей;
- узел очистки газа от серы и сероводорода;
- узел осушки газа, состоящий из цеха низкотемпературной сепарации, холодильной станции, конденсатного парка, насосной для подачи диэтиленгликоля и др.;
- компрессорный цех; аппарат воздушного охлаждения (АВО);

- понизительная электроподстанция, если в качестве привода используются электродвигатели;
- электростанция собственных нужд, если приводом служит газотурбинная установка;
- оборотная система водоснабжения с градирней;
- пожарная система водоснабжения с водонапорной башней;
- система канализации, склады и др.

Промежуточная КС используется для очистки газа от пыли и его компримирования. В состав сооружений промежуточной КС входят:

- узел подключения КС к МГ; цех очистки газа с системой маслохозяйства;
- наружная обвязка центробежных нагнетателей;
- компрессорный цех, оборудованный нагнетателями с приводом от газовых турбин или от электродвигателей. Цех включает в себя насосную оборотного водоснабжения, а также пункт подготовки и редуцирования топливного и пускового газа для КС, оборудованных газовыми турбинами; АВО;
- электростанция собственных нужд для КС с приводом от газовых турбин;
- межцеховые технологические трубопроводы газа, воды и масла;
- открытое и закрытое распределительные устройства на КС с приводом от электродвигателей. ОРУ состоят из силовых понижающих трансформаторов и масляных выключателей. ЗРУ включают в себя пусковую аппаратуру электродвигателей и трансформаторы собственных нужд;
- контрольно-распределительный пункт (КРП) для редуцирования газа на нужды КС.

5.5. Объекты хранения и распределения углеводородов

Классификация нефтебаз

Нефтебазами называются предприятия, состоящие из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов потребителям. Основное

их назначение — обеспечить бесперебойное снабжение промышленности, транспорта, сельского хозяйства и других потребителей нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте; сохранение качества и сокращение до минимума их потерь.

Нефтебазы представляют большую опасность в пожарном отношении. За критерий пожароопасности нефтебаз принимают суммарный объем резервуарного парка. По величине этого объема нефтебазы делят на следующие категории:

- первая — объем свыше 100 тыс. м³;
- вторая — объем в пределах от 20 до 100 тыс. м³;
- третья — объем от 2 до 20 тыс. м³.

В зависимости от категории строительными нормами устанавливаются минимально допустимые расстояния до соседних объектов. Например, расстояние от нефтебаз первой категории до жилых и общественных зданий должно быть не менее 200 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 морских портов, крупных железнодорожных магистралей, промежуточных перекачивающих станций. Перевалочные нефтебазы обычно играют роль конечного пункта МН.

Распределительные нефтебазы предназначены для непродолжительного хранения нефтепродуктов и снабжения ими потребителей обслуживаемого района. Их разделяют на нефтебазы оперативного и сезонного хранения. Последние предназначены для компенсации неравномерности подачи нефтепродуктов на оперативные нефтебазы.

По номенклатуре хранения различают нефтебазы общего хранения, хранения только светлых нефтепродуктов и только темных нефтепродуктов.

К основным операциям на нефтебазах относятся:

- прием нефтепродуктов;

- хранение нефтепродуктов в резервуарах и тарных хранилищах;
- отпуск нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны, танкеры и по трубопроводам;
- замер и учет нефтепродуктов.

Объекты нефтебаз и их размещение

Размещение объектов на территории нефтебазы должно обеспечить удобство их взаимодействия, минимальную длину технологических трубопроводов, водопроводных и тепловых сетей при соблюдении всех противопожарных требований.

В общем случае территория нефтебазы разделена на семь зон:

- железнодорожных операций;
- водных операций;
- хранения нефтепродуктов;
- оперативная зона;
- очистных сооружений;
- вспомогательных сооружений;
- административно-хозяйственная зона.

В зоне *железнодорожных операций* размещаются сооружения для приема и отпуска нефтепродуктов по железной дороге. Основные объекты этой зоны: сливо-наливные эстакады для приема и отпуска нефтепродуктов; насосные станции для перекачки нефтепродуктов из вагонов-цистерн в резервуары и обратно; лаборатории для проведения анализов нефтепродуктов. Из возможных схем налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны наиболее предпочтительным является герметичный налив, при котором используется герметизирующая крышка и линия отвода и улавливания паровоздушной смеси.

Слив железнодорожных цистерн производится принудительно или сифоном через их горловину (верхний слив), а также принудительно или самотечно через сливной прибор, расположенный снизу цистерны (нижний слив).

В зоне *водных операций* сосредоточены сооружения для приема и отпуска нефтепродуктов танкерами и баржами. К ним относятся: нефтегавани; причалы и пирсы для швартов-

ки нефтеналивных судов; стационарные и плавучие насосные. Для предотвращения растекания по воде нефтепродуктов, попавших на поверхность воды, акватория нефтегазавани отделяется от остального водного пространства плавучими боновыми ограждениями. Для швартовки нефтеналивных судов служат причалы, расположенные параллельно берегу, и пирсы, расположенные под некоторым углом к берегу.

Соединение трубопроводов нефтебаз с нефтеналивными судами осуществляется либо с помощью гибких прорезиненных рукавов (шлангов), либо с помощью шарнирно-сочлененных трубопроводов (стендеров). Диаметр стендеров достигает 500 мм, а рабочее давление в них — 1,6 МПа. Стендеры более надежны, чем шланги, и обеспечивают более высокую производительность операций слива-налива.

В зоне хранения нефтепродуктов размещаются: резервуарные парки для светлых и темных нефтепродуктов; резервуары малой вместимости для отпуска небольших партий нефтепродуктов (мерники); обвалование — ограждения вокруг резервуарных парков, препятствующие разливу нефтепродуктов при повреждении резервуаров.

В зоне очистных сооружений сосредоточены объекты, предназначенные для очистки нефтесодержащих вод от нефтепродуктов: нефтеловушки; флотаторы; пруды-отстойники; иловые площадки; шламонакопители; береговые станции по очистке балластных вод; насосные.

Набор перечисленных зон и объектов зависит от категории нефтебазы, назначения и характера проводимых операций.

Довольно широкое распространение получил способ подземного хранения нефти и нефтепродуктов. Различают следующие типы подземных хранилищ:

- в отработанных залежах углеводородов;
- хранилища, сооружаемые в отложениях каменной соли (галите);
- хранилища в пластичных породах, сооружаемые методом глубинных взрывов;
- шахтные и льдогрунтовые хранилища.

Резервуары и их оборудование

Резервуары являются основными сооружениями нефтебаз. По материалу, из которого они изготовлены, различают металлические, железобетонные, резинотканевые и сооружаемые в горных выработках. Для обеспечения сохранности качества и количества нефтепродуктов разработано большое количество различных конструкций. Современные стальные резервуары подразделяются на вертикальные цилиндрические, горизонтальные (цистерны), каплевидные, сферические и др.

Для хранения больших объемов нефти наиболее распространенными являются вертикальные резервуары (типа РВС). Их цилиндрический корпус сварен из стальных листов толщиной от 4 до 25 мм, а кровля имеет коническую форму. Один горизонтальный ряд сваренных между собой листов называется поясом резервуара. Нижние пояса испытывают большую гидростатическую нагрузку, чем верхние пояса, поэтому они выполняются из более толстых стальных листов.

Щитовая кровля больших резервуаров опирается на фермы и на центральную стойку. Сварное днище располагается на песчаной подушке, обработанной 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 и рассчитаны на избыточное давление 2 кПа и вакуум 0,2 кПа. Для сокращения потерь нефти от испарения вертикальные резервуары оснащают понтонами или плавающими крышами.

Резервуары с плавающей крышей (РВСПК) не имеют стационарной кровли. Роль крыши у них выполняет плавающий на поверхности нефти стальной диск. Дисковые однослойные крыши менее металлоемки, но при появлении течи такие крыши тонут. Двухслойные крыши — это пустотелые короба, разделенные перегородками на отсеки, обеспечивающие плавучесть. Диаметр крыш на 100—400 мм меньше диаметра резервуара. Кольцевое пространство герметизируется с помощью уплотняющих затворов. В крайнем нижнем положении пла-

вающая крыша опирается на опорные стойки высотой 1,8 м, что позволяет рабочим проникать внутрь резервуара и выполнять необходимые работы.

Эксплуатируются также резервуары, имеющие стационарную крышу, снабженные плавающим на поверхности понтоном. Металлические понтоны мало отличаются от плавающих крыш. Синтетические понтоны покрыты ковром из полиамидной пленки и практически непотопляемы.

Горизонтальные стальные цилиндрические резервуары (тип РГС) в отличие от вертикальных изготавливают на заводе и поставляют в готовом виде. Их объем составляет от 3 до 100 м³. В системе МН такие резервуары используют для сбора утечек.

Каплевидные резервуары применяют для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов с высокой упругостью паров. Оболочке резервуара придают очертания капли жидкости, свободно лежащей на несмачиваемой плоскости и находящейся под действием сил поверхностного натяжения. Благодаря такой форме все элементы корпуса испытывают примерно одинаковые напряжения. Эта особенность обеспечивает минимальный расход стали на изготовление резервуара.

На резервуарах устанавливается следующее оборудование (рис. 5.6):

- обеспечивающее надежную работу и снижение потерь нефтепродуктов;

- для обслуживания и ремонта;
- противопожарное, для контроля и сигнализации.

К оборудованию первой группы относится:

- дыхательная арматура;
- приемо-раздаточные патрубки с хлопушками;
- средства защиты от внутренней коррозии;
- оборудование для подогрева нефти.

Назначение *дыхательной арматуры* состоит в следующем. При заполнении резервуаров или повышении температуры в газовом пространстве давление в них возрастает. Во избежание разрыва резервуаров на них устанавливаются дыхательные и предохранительные клапаны. Первые открываются, как только избыточное давление в газовом пространстве достиг-

нет 2000 Па, предел срабатывания вторых — на 5% выше, они страхуют дыхательные клапаны.

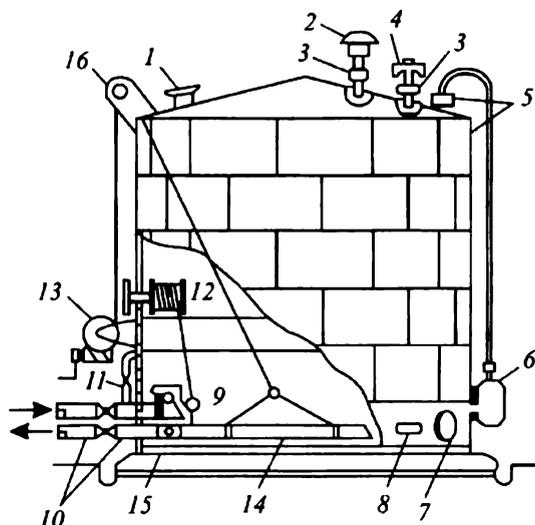


Рис. 5.6. Схема расположения оборудования вертикального резервуара:

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

Дыхательная арматура защищает резервуары и от смятия при снижении давления в период опорожнения или при уменьшении температуры в газовом пространстве. При достижении определенной величины вакуума дыхательные клапаны открываются, и в газовое пространство резервуаров поступает атмосферный воздух.

Приемо-раздаточные патрубки служат для приема и откачки нефти из резервуаров. Их количество зависит от производительности заправки-выкачки нефтепродуктов.

Сифонный кран устанавливается в первом поясе резервуара на высоте 350 мм от дна и служит для удаления воды из резервуара.

Протекторная защита предотвращает внутреннюю коррозию днища и первого пояса резервуаров. Ее сущность заключается в создании коррозионной пары «сталь—протектор», в которой разрушается протектор, а не сталь днища или стенки.

Люки-лазы размещаются в первом поясе и служат для проникновения рабочих внутрь резервуара. Кроме того, на крыше резервуара монтируются люк замерный и люки световые.

Система размыва и предотвращения накопления донных отложений представляет собой группу веерных сопел. Скорость истечения нефти из сопла такова, что обеспечивает срыв частиц осадка и их взвешивание.

Хранение и распределение газа

Расходование газа промышленными и коммунально-бытовыми потребителями является неравномерным и колеблется в течение суток, месяца и года. Газ по магистральному газопроводу подается равномерно, исходя из среднечасового расхода, поэтому в одни периоды времени возникает его нехватка, а в другие появляется избыток газа.

Для надежного газоснабжения потребителей избыток газа аккумулируют для того, чтобы выдавать его в газовую сеть в периоды пикового газопотребления.

Для компенсации неравномерности потребления газа в течение суток используют его аккумулирование на последнем участке магистрального газопровода. Увеличивая противодавление в конце газопровода в периоды пониженного газопотребления, газ накапливают в трубопроводе, не прекращая его перекачки.

Для компенсации суточной неравномерности потребления газа используют газгольдеры высокого и низкого давления. Газгольдеры — это сосуды большого объема, предназначенные для хранения газа под давлением.

Газгольдеры низкого давления (4000 Па) бывают мокрыми и сухими. Мокрые газгольдеры состоят из двух частей — вертикального цилиндрического резервуара, заполненного водой (неподвижная часть), и колокола, помещенного внутри резервуара, и представляющего собой цилиндр, открытый снизу

(подвижная часть). При закачке газа давление под колоколом возрастает, и вода частично вытесняется в кольцевое пространство между резервуаром и колоколом. При дальнейшем возрастании давления колокол перемещается вверх, освобождая объем для новых количеств газа. При опорожнении газгольдера колокол опускается. На газгольдерах большого объема (свыше 6000 м³) подвижную часть разбивают на несколько секций, которые телескопически вкладываются друг в друга.

Газгольдеры низкого давления обладают низкой аккумулирующей способностью.

Газгольдеры высокого давления имеют неизменный геометрический объем, в котором помещается большое количество газа благодаря высокому рабочему давлению. Газгольдеры высокого давления бывают цилиндрическими и сферическими. Цилиндрические газгольдеры имеют объем до 270 м³ и рассчитаны на давление до 2 МПа. Толщина их стенки может достигать 30 мм.

Сферические газгольдеры имеют объем до 4000 м³ и толщину стенки до 34 мм. Монтируют их из отдельных лепестков, а также из верхнего и нижнего днищ, имеющих форму шарового сегмента. Опоры выполняют в виде цилиндрического стакана из железобетона.

С ростом объема потребления нефти и газа потребовались хранилища вместимостью в миллионы кубических метров. Обеспечить хранение таких количеств нефти и газа могут только подземные хранилища, создаваемые в горных породах. Держать топливо глубоко под землей позволяет продлить срок годности нефтепродуктов и практически свести к нулю выбросы в атмосферу летучих углеводородов.

Существуют два типа подземных хранилищ газа (ПХГ): в искусственных выработках и в пористых пластах. Первый тип хранилищ в отложениях каменной соли получает все более широкое распространение. Прежде бурится скважина, в которую закачивается вода, обеспечивающая растворение соли и вынос ее на поверхность. Таким образом получается искусственно созданный подземный резервуар высотой до 300 м и диаметром до 100 м. ПХГ в отложениях каменной соли облада-

ют рядом преимуществ: абсолютно герметичны; в любой момент готовы к закачке и отбору голубого топлива. Последнее обстоятельство важно для регулирования газопотребления в пиковый период. К тому же впечатляет их производительность: одна скважина ПХГ в каменной соли заменяет 20 скважин ПХГ в пористых пластах.

Широко используется второй тип хранилищ: в водоносных пластах и в истощенных нефтегазовых месторождениях.

Оптимальная глубина, на которой создаются ПХГ, составляет от 500 до 800 м. Подземное хранилище заполняют газом несколько лет, закачивая в каждом сезоне большой объем газа, чем тот, который отбирается.

Для распределения газа в населенных пунктах служат газораспределительные сети, в которые газ поступает через газораспределительные станции. Газопроводы систем газоснабжения бывают высокого давления (0,3—1,2 МПа), среднего и низкого (менее 0,005 МПа) давления.

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

Газопроводы низкого давления используются для газоснабжения жилых домов и коммунально-бытовых предприятий. Газопроводы среднего и высокого давления предназначены для подачи газа в газопроводы низкого давления и для газоснабжения промышленных предприятий.

Автозаправочные и газонаполнительные станции

В XX в. планета покрылась инфраструктурой автозаправочных станций (АЗС), бензовозов и дорог. В настоящее время нефтяное моторное топливо является наиболее массовым видом нефтепродуктов.

В России и странах СНГ первоклассные заправки появились только на пороге XXI в. Это было торжество недавно разрешенного частного предпринимательства и частной собственности. Сегодня автозаправочные комплексы — это визитные карточки компаний, где можно не только заправить машину, но и произвести мелкий ремонт. Заправки венчают

труд тысяч людей: геологов, бурильщиков, операторов по добыче и переработке нефти.

Стационарные АЗС (рис. 5.7) сооружаются по типовым проектам на 300, 500, 750 и 1000 заправок в сутки из расчета одна заправка — это 50 л топлива. В состав АЗС входят:

- подземные резервуары для хранения нефтепродуктов;
- топливо- и маслораздаточные колонки;
- помещения для обслуживающего персонала.

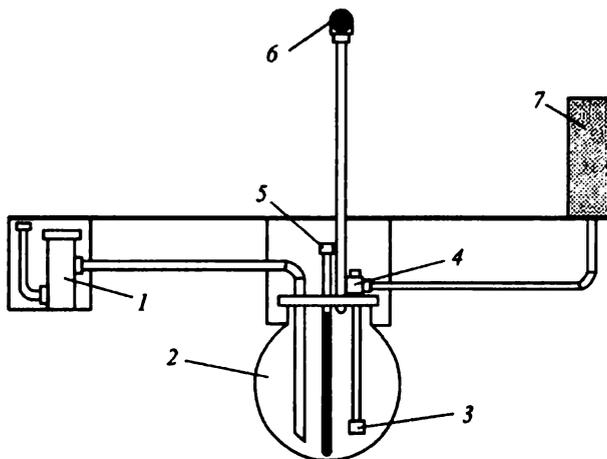


Рис. 5.7. Принципиальная схема АЗС:

1 — сливное устройство; 2 — резервуар для топлива; 3 — клапан присоединяющий; 4 — противозрывник угловой; 5 — измерное устройство; 6 — клапан дыхательный; 7 — топливораздаточная колонка

Нефтепродукты доставляются на АЗС с помощью автоцистерн и сливаются через сливное устройство в резервуар для топлива. Отпуск нефтепродукта потребителям производится с помощью топливораздаточной колонки, связанной с резервуаром трубопроводом, на котором смонтирован угловой предохранитель. «Дыхание резервуаров» осуществляется через специальный клапан.

Сливное устройство предназначено для слива нефтепродуктов в резервуар под уровень находящейся в нем жидкости и состоит из ниппеля, фильтра и сливного трубопровода. Нип-

пель с рукавом автоцистерны соединяется с помощью специальной быстроразъемной муфты. На АЗС используются горизонтальные и вертикальные резервуары емкостью до 50 м³ с толщиной стенки до 4 мм. Резервуары рассчитаны на избыточное давление 0,7 МПа и вакуум — 1000 Па.

Для соединения раздаточных колонок с резервуаром предназначено всасывающее устройство, состоящее из приемного клапана, предотвращающего слив жидкости в резервуар после отключения раздаточной колонки, и углового предохранителя, предотвращающего с помощью латунной сетки распространение пламени по всасывающему трубопроводу.

Топливо-раздаточные колонки предназначены для заправки машин с одновременным замером количества выданного горючего или масла. Все колонки имеют в своем составе насос, счетчик, фильтр, раздаточный рукав и раздаточный кран. Производительность насосов колонок может достигать 70 л/мин. Раздаточный кран служит для быстрого отсечения струи горючего при достижении его предельного уровня в баке автомобиля, чтобы предотвратить перелив.

В качестве моторного топлива все шире начинает применяться сжатый природный газ (КПГ), что обусловлено экологической безопасностью и относительно небольшой ценой газа. При этом один кубометр газа заменяет один литр бензина, а содержание вредных веществ в выхлопах автомобилей в пять раз меньше.

Для заправки автомобилей КПГ служат автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС). Поступающий от газопровода газ очищается от механических примесей в блоке сетчатых фильтров, которые задерживают частицы размером более 15 мкм. Затем через расходомер газ поступает в блок компрессорных установок, где он сжимается до 25 МПа.

Газомоторное топливо должно быть сухим, поскольку пары воды уменьшают его теплотворную способность. Блок осушки КПГ включает в себя два адсорбера, заполненных цеолитом.

Осушенный газ направляется в блок аккумуляторов, объем каждого из которых составляет 9 м³. Аккумуляторы позволяют не менять режим работы компрессоров при изменении чис-

ла управляемых автомобилей. Из аккумуляторов газ подается в блок раздачи. Шланг раздаточной колонки присоединяют к газобаллонной установке автомобиля и плотно затягивают гайку на концевнике шланга. Манометр на колонке показывает давление газа в баллонах автомобиля — по достижении 20 МПа выдача газа прекращается.

В 2008 г. мировой парк автомобилей, работающих на природном газе, превысил 8 млн единиц, что составляет примерно 1% от общего количества эксплуатируемых на глобальном рынке транспортных средств. При этом число АГНКС превысило 12 тыс., а учтенное потребление сжатого метана — 15 млрд м³. В целом ряде стран перевод автомобилей на метан сопровождается снижением налогов и акцизов, льготным кредитованием. В 2007 году Европейский деловой конгресс принял решение о подготовке проекта «Глубокий коридор», который предусматривает организацию международных перевозок с преимущественным использованием КПП в качестве моторного топлива.

5.6. Объекты переработки нефти и газа

Добываемая из скважин продукция является смесью нефти, растворенного в ней газа (до 300 нм³/т), пластовой воды (от 4 до 90% масс.) с минеральными солями (до 10 г/л) в виде эмульсии и механических примесей (до 1% масс.). От группы скважин сырая нефть поступает на несколько автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ), на которых измеряется дебит каждой скважины.

Затем сырая нефть по сборному коллектору поступает на ДНС, где происходит первая ступень сепарации, предварительное отделение воды и механических примесей. После отделения основного количества газа смесь поступает в сепараторы второй ступени С2, где отделяется большая часть воды и часть газа. Далее водонефтяная эмульсия направляется в электродегидраторы установки УПН. В УПН при 120 °С в присутствии деэмульгаторов содержание воды уменьшается до 1% и менее, минеральных солей до 300 мг/л и менее и выделяется газ третьей ступени сепарации.

Стабильная нефть поступает на установку сдачи товарной нефти (УТН) и по магистральному нефтепроводу направляется на НПЗ. Вода с УПН и емкостей предварительного сброса воды передается на установку подготовки воды (УПВ). Очищенная вода используется для заводнения пласта в системе ППД. Газы, выделившиеся в сепараторах, поступают по трубопроводу на ГПЗ для разделения.

Первичная переработка нефти

Поступающую на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) нефть и получаемые из нее продукты проходят следующие стадии:

- подготовка нефти к переработке (обезвоживание до 0,2% воды и обессоливание до 6 г солей на литр нефти);
- первичная переработка нефти;
- вторичная переработка нефти;
- очистка нефтепродуктов.

Упрощенная схема, отражающая взаимосвязь названных четырех стадий, приведена на рис. 5.8.

Переработка нефти начинается с ее первичной перегонки. Этот процесс является изобретением технологов-нефтяников и основан на свойстве нефти, определяемом графиком разгонки. Нефть — это сложная смесь большого количества взаимно растворимых углеводородов, имеющих различные температуры начала кипения. В упрощенном виде: чем длиннее молекула углеводорода, тем выше его точка кипения.

Сырьем для установок первичной перегонки служат нефть и газовый конденсат. Их разделяют на фракции для последующей переработки или использования как товарных продуктов. При первичной переработке нефти проводят ее атмосферную перегонку и вакуумную перегонку мазута. Эти процессы осуществляют на атмосферных трубчатых (АТ) установках и вакуумных трубчатых (ВТ) установках.

Перегонка нефти на современных атмосферных установках осуществляется различными способами. В связи с увеличением масштабов переработки загазованных сернистых нефтей наиболее распространена перегонка нефти по схеме дву-

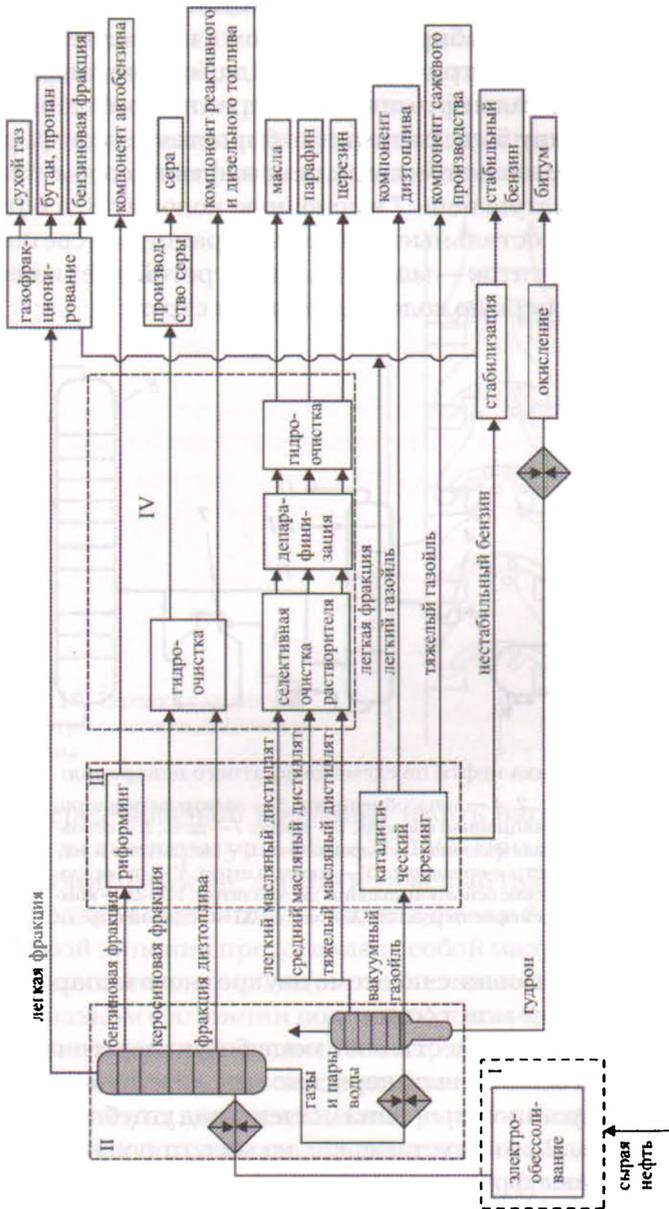


Рис. 5.8. Технологические потоки современного нефтеперерабатывающего завода:

I — подготовка нефти к переработке; II — первичная перегонка нефти;

III — вторичная перегонка нефти; IV — очистка нефтепродуктов

кратного испарения в двух ректификационных колоннах (рис. 5.9). Сырая нефть забирается насосом 1 и через теплообменник 2 подается в электродегидратор 3 для обезвоживания. Отстоявшаяся нагретая нефть проходит через теплообменник 4 и поступает в колонну 5, где с верха ее отбирается легкая фракция бензина. Далее полуотбензиненная нефть насосом 6 подается через трубчатую печь 7 в основную колонну 8, в которой отбираются все остальные требуемые фракции — светлые нефтепродукты и остаток — мазут. Часть нагретой в печи нефти возвращается в первую колонну (горячая струя).

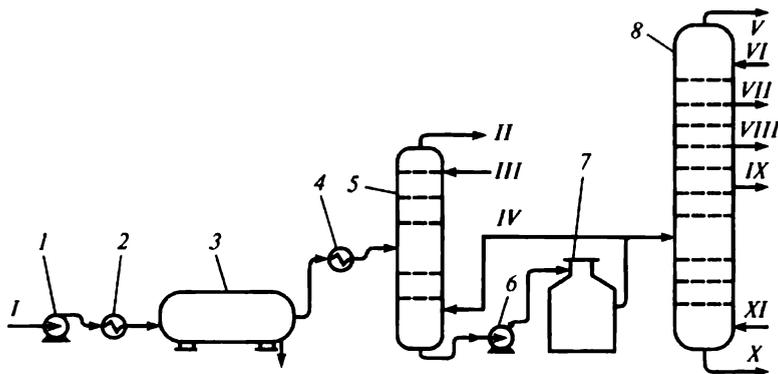


Рис. 5.9. Перегонка нефти по схеме двукратного испарения:

1 — сырьевой насос; 2, 4 — теплообменники; 3 — электродегидратор; 5 — первая ректификационная колонна; 6 — насос; 7 — печь; 8 — основная ректификационная колонна; I — сырая нефть; II — смесь газов и легкого бензина; III — острое орошение; IV — горячая струя; V — парогазовая смесь; VI — орошение основной колонны дистиллятом; VII—IX — компоненты светлых нефтепродуктов; X — мазут; XI — водяной пар

Установки, работающие по схеме двукратного испарения, имеют мощность до 2 млн т/год.

На АТ-установках осуществляют неглубокую перегонку нефти с получением бензиновых, керосиновых, дизельных фракций и мазута. ВТ-установки предназначены для углубления переработки нефти. На этих установках из мазута получают газойлевые, масляные фракции и гудрон, которые используют в качестве сырья в процессах вторичной переработки нефти.

Процесс перегонки происходит в ректификационной колонне, представляющей собой вертикальный цилиндрический аппарат высотой до 30 м и диаметром до 4 м. Внутреннее пространство колонны разделено на отсеки большим количеством горизонтальных дисков (тарелок), в которых имеются отверстия для прохождения через них паров нефти (рис. 5.10).

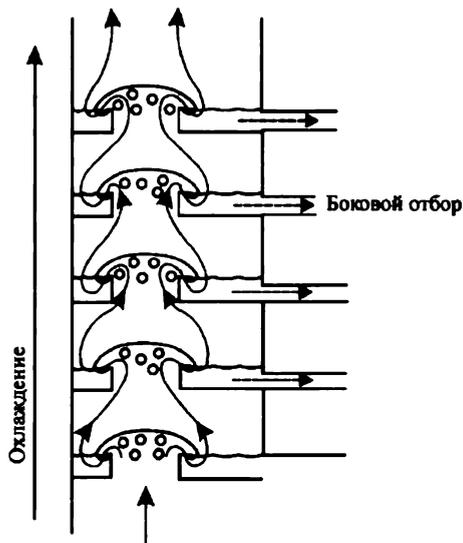


Рис. 5.10. Тарелки с колпачками внутри ректификационной колонны

Перед закачкой в колонну нефть нагревают в трубчатой печи до температуры 360—390 °С. При этом бензин, нефтя (лигроин), керосин, легкий и тяжелый газойль переходят в парообразное состояние, а жидкая фаза с более высокой температурой кипения представляет собой мазут. После ввода горячей смеси в колонну мазут стекает вниз, а углеводороды в парообразном состоянии поднимаются вверх.

Смесь горячей жидкости и пара, поднимаясь по колонне и остывая, постепенно конденсируется. Вначале отделяются и опускаются на дно специальных тарелок тяжелые тугоплавкие фракции нефти, выше последовательно конденсируются и оседают на дно тарелок пары более легких фракций. Особенность процесса ректификации заключается в том, что горячие пары,

поднимаясь, поочередно проходят через слои горячего конденсата. Количество тарелок в колонне должно быть таким, чтобы общий расход сливающихся с них готовых продуктов перегонки был равен расходу сырой нефти, подаваемой внутрь колонны. Несконденсировавшиеся пары углеводородов направляются на газофракционирование, где из них получают сухой газ, пропан, бутан и бензиновую фракцию.

При первичной перегонке нефти получают широкий ассортимент фракций и нефтепродуктов, различающихся по границам температур кипения, углеводородному и химическому составу, вязкости, температурам вспышки, застывания и другим свойствам.

В зависимости от технологии перегонки нефти пропан-бутановую фракцию получают в сжиженном или газообразном состоянии. Ее используют в качестве сырья на газофракционирующих установках с целью производства индивидуальных углеводородов, бытового топлива, компонента автомобильного бензина.

Фракцию именуют нефтепродуктом, если ее свойства отвечают нормам стандарта или техническим условиям на товарный продукт, не требующим дополнительного передела.

Бензиновая фракция с пределами выкипания 28—180 °С преимущественно подвергается вторичной перегонке для получения узких фракций (28—62, 62—85, 85—105 °С и др.). Эти фракции служат сырьем для процессов изомеризации, каталитического риформинга с целью получения индивидуальных ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов), высокооктановых компонентов автомобильных и авиационных бензинов, а также в качестве сырья для пиролиза при получении этилена.

Керосиновая фракция с температурами выкипания 120—230 °С используется как топливо для реактивных двигателей; фракцию 150—280 °С из малосернистых нефтей используют как осветительные керосины; фракцию 140—200 °С — как растворитель для лакокрасочной промышленности.

Дизельная фракция с температурами выкипания 140—320 °С используется в качестве дизельного топлива зимнего, фракция 180—360 °С — в качестве летнего. Фракция 200—320 °С из

высокопарафинистой нефти используется как сырье для получения жидких парафинов.

Мазут применяется как котельное топливо или в качестве сырья установок вакуумной перегонки, а также термического, каталитического крекинга и гидрокрекинга.

Узкие масляные фракции с пределами выкипания 320—400, 350—420, ..., 450—500 °С) используют как сырье для производства минеральных масел различного назначения и твердых парафинов.

Гудрон — остаток вакуумной перегонки мазута — подвергают деасфальтизации, коксованию, используют в производстве битума.

Вторичная переработка нефти

Полученные при перегонке с помощью физических процессов нефтепродукты отправляются на другие переделы, в которых используются различные химические реакции. Химические процессы, составляющие основу вторичной переработки, позволяют максимально использовать энергетический и химический потенциал углеводородов. Классификация методов вторичной переработки нефти приведена на рис. 5.11.

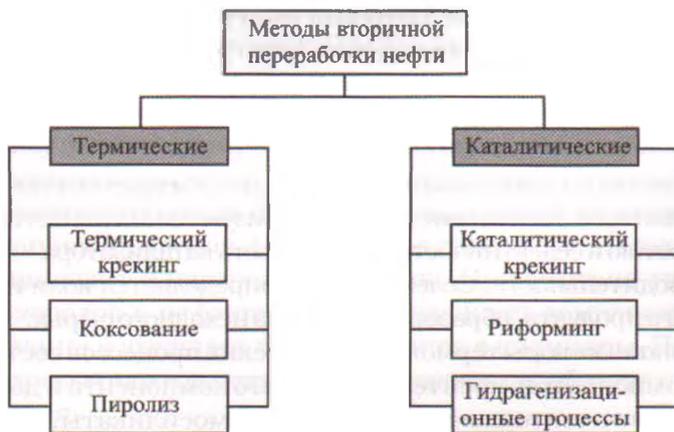


Рис. 5.11. Классификация методов вторичной переработки нефти

Термический крекинг — это высокотемпературная переработка углеводородов нефти с целью получения высококачественного топлива. Различают несколько видов термического крекинга.

Неглубокий термический крекинг при температурах 480—490 °С и давлении 1,5—2,0 МПа для получения котельного топлива из высоковязкого исходного сырья: мазута и гудрона.

Глубокий (жидкофазный) крекинг при температурах 500—540 °С и давлении выше 5,0 МПа применяется для получения бензина с антидетонационными характеристиками из лигроиновых, керосиновых и газойлевых фракций. Крекинг-бензины содержат в своем составе значительное количество непредельных и ароматических углеводородов.

Побочными продуктами термического крекинга являются газ, крекинг-остаток, обогащенный высокомолекулярными углеводородами, и тяжелая смола.

Пиролиз используется для разложения углеводородов при 700—900 °С и давлении 1,0—1,2 МПа. С его помощью получают газообразные непредельные углеводороды, в основном этилен и пропилен. Побочными продуктами пиролиза являются смолы пиролиза и предельные газы метан и этан.

Коксование — высокотемпературный (490—520 °С и 0,2—0,6 МПа) процесс получения электродного или топливного кокса из нефтяных остатков. Это пек, полученный из смолы пиролиза, мазут, и гудрон.

Полностью использовать потенциал нефти удастся с помощью катализаторов. Катализаторы характеризуются активностью, стабильностью и селективностью. Активность катализатора — это его производительность. Селективность определяется количеством целевого продукта, образовавшегося из исходного сырья.

Катализаторы термокаталитических процессов состоят из трех компонентов: носителя, основного компонента и добавок. В качестве носителя используются алюмосиликаты, основного компонента — цеолиты. В качестве добавок используются платина, рений, металлоорганические комплексы сурьмы,

висмута, фосфора, оксиды кальция и магния. Среди катализаторов риформинга наибольшее значение приобрели платиновый и платино-рениевый катализатор.

Каталитический крекинг — это процесс разложения высокомолекулярных углеводородов при 470—540 °С и давлении 0,13—0,15 МПа в присутствии катализаторов. Разработан процесс для производства высокооктанового бензина с октановым числом до 92 и сжиженных газов. В качестве катализаторов используются в основном алюмосиликаты и цеолиты.

Риформинг — это каталитический процесс переработки низкооктановых бензиновых фракций при температурах 480—540 °С и давлении 2,0—4 МПа. Продуктом является высокооктановая компонента товарного автомобильного бензина с октановым числом до 100 и ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилолы). Сырьем являются бензиновые фракции, содержащие все типы углеводородов.

Гидрогенизационные процессы переработки нефтяных фракций проводятся в присутствии водорода и катализаторов при 260—430 °С и давлении 2—32 МПа. Эти процессы увеличивают выход светлых нефтепродуктов и обеспечивают удаление примесей серы, кислорода и азота.

Фракции (дистилляты), получаемые в ходе первичной и вторичной переработки нефти, содержат в своем составе различные примеси. В светлых нефтепродуктах нежелательными примесями являются сернистые соединения, нафтеновые кислоты, непредельные соединения, смолы и твердые парафины.

Присутствие в моторных топливах серы и нафтеновых кислот вызывает коррозию деталей двигателей. Непредельные соединения в топливах образуют осадки, загрязняющие систему топливопроводов. Повышенное содержание смол в топливе приводит к нагарообразованию. Присутствие твердых углеводородов в нефтепродуктах повышает температуру их застывания и ухудшает подачу топлива в цилиндры. Присутствие ароматики в осветительных керосинах образует коптящее пламя.

Для удаления вредных примесей из светлых нефтепродуктов применяются различные способы очистки.

Типы нефтеперерабатывающих заводов

В 2001 г. в мире работало 742 нефтеперерабатывающих завода общей мощностью более 4 млрд т нефти в год. Средняя мощность одного завода составляет 5,5 млн т в год.

На большинстве российских заводов отсутствуют необходимые вторичные процессы: изомеризация, алкилирование, гидрокрекинг и современные разновидности каталитического крекинга. До 70% материалов, включая катализаторы и присадки к топливам и маслам, отечественная нефтеперерабатывающая отрасль импортирует. Задача ближайших лет заключается в том, чтобы поднять глубину переработки нефти с 55 до 90% и выше, обеспечив при этом содержание серы в бензине 0,001%.

Основные аппараты, в которых осуществляется превращение исходных реагентов в нефтепродукты, — это химические *реакторы*. Основные требования к реакторам следующие:

- создание наилучшего контакта между реагентами, а также между реагентами и катализаторами;
- обеспечение необходимого температурного режима;
- механическая прочность и стойкость к воздействию реакционной среды, удобство обслуживания и ремонта.

Наибольший интерес представляют реакторы для систем газ–твердое тело. К ним относятся каталитический крекинг, риформинг, гидроочистка, каталитическая полимеризация олефинов, контактное коксование. Для осуществления этих процессов используются реакторы со стационарным, псевдооживленным и движущимся слоями.

Наиболее простыми являются реакторы со *стационарным слоем катализатора* без теплообмена с внешней средой. Это полый или сферический аппарат с каталитической решеткой, на которую насыпан слой катализатора. Реагенты в виде газа поступают сверху, а продукты выводятся снизу.

Реакторы со стационарным слоем катализатора с теплообменом с внешней средой представляют собой многотрубчатые аппараты с размещением катализатора в трубках, а теплоносителя (хладоагента) в межтрубном пространстве. В зависи-

мости от характера процесса применяют разнообразные теплоносители: воду, топочные газы, расплавы солей, органические теплоносители.

Химический реактор непосредственно связан с другими аппаратами: теплообменниками, конденсаторами, сепараторами, насосами, компрессорами и др. Такую систему называют *реакционным узлом*. Задача расчета реакционного узла сводится к выбору типа реактора и составлению материального и теплового баланса.

Ни один завод не может вырабатывать всю номенклатуру необходимых нефтепродуктов. Современные производства ориентируются на максимальную производительность, т. к. в этом случае они более экономичны. Одна из классификаций нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) включает пять типов:

- топливный с неглубокой переработкой нефти;
- топливный с глубокой переработкой нефти;
- топливно-нефтехимический с глубокой переработкой нефти и производством нефтехимической продукции;
- топливно-масляный;
- энергонефтехимический.

На заводах первых двух типов вырабатывают различные виды топлива. При неглубокой переработке из нефти получают до 35% светлых нефтепродуктов. При глубокой переработке соотношение обратное. Это достигается применением вторичных методов переработки: каталитического крекинга; гидрокрекинга; коксования и др.

На заводах третьего типа помимо топлив вырабатываются нефтехимические продукты. В качестве сырья используют либо газы, либо бензиновые и керосино-дизельные фракции первичной переработки нефти.

На заводах топливно-масляного типа наряду с топливами вырабатывают широкий ассортимент масел, парафины, битум и др.

Заводы энергонефтехимического типа строят возле ТЭЦ большой мощности. На таких заводах получают фракции светлых нефтепродуктов для нефтехимического производства, а образующийся мазут направляют на ТЭЦ в качестве топлива.

В словаре нефтепереработчиков существуют также другие термины: *простая, сложная и очень сложная переработка*. В основу этой классификации положен объем капиталовложений, необходимый для строительства крупных единиц оборудования.

Нефтеперерабатывающий завод, работающий по простой схеме, включает перегонку сырой нефти, гидроочистку дистиллятов и каталитический риформинг нефти. НПЗ, работающий по сложной схеме, кроме вышеперечисленного, включает каталитическую крекинг-установку и установки алкилирования. НПЗ, работающий по очень сложной схеме, включает то же самое, что при сложной схеме, плюс установки по производству олефинов.

Таблица 5.1. Мощности вторичных процессов в мировой нефтепереработке в 2001 г. (% к переработке нефти)

Процессы	Мир в целом	Россия	США
Первичная переработка нефти, млн т	4060	273	831
Процессы, углубляющие переработку, %	40,7	20,1	71,7
Процессы, повышающие качество, %	45,0	36,4	75,0

Средние выходы продуктов переработки нефти следующие (%):

- бензин — 46;
- нефтяное топливо — 27;
- реактивное топливо — 10;
- нефтяной кокс — 5;
- сжиженные газы — 4;
- сырье для нефтехимии — 3;
- битум — 3;
- смазочные материалы — 1;
- керосин — 1.

При переработке любой нефти по сложной схеме получается больший объем светлых нефтепродуктов, чем при перера-

ботке по простой схеме. Порядок цифр такой: при *простой схеме переработки* объемный выход светлых нефтепродуктов (бензин плюс реактивное топливо) составляет около 40%; при сложной схеме — около 70%; при очень сложной — до 90%.

Переработка газов и газодифракционирующие установки

Природные горючие газы перерабатывают на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ), которые строят вблизи крупных нефтяных и газовых месторождений. Эти газы состоят из смеси предельных парафиновых углеводородов, в которые могут входить азот, углекислый газ, сероводород, гелий и пары воды. Сырьем для ГПЗ также являются газы, получаемые при *первичной и вторичной переработке нефти*, которые в отличие от природных газов содержат еще и непредельные углеводороды — олефины.

На ГПЗ с полным (завершенным) технологическим циклом осуществляют пять основных процессов:

- прием, замер, очистка и осушка газа;
- компримирование газа до давления, необходимого для переработки;
- отбензинивание газа — извлечение нестабильного газового бензина;
- разделение нестабильного бензина на газовый бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды (пропан, бутаны, пентаны, *n*-гексан);
- хранение и отгрузка жидкой продукции завода.

В случае, когда количество исходного сырья невелико, газоперерабатывающее производство может быть организовано как газоотбензинивающая установка в составе нефтегазодобывающего управления (НГДУ) или в составе НПЗ. Принципиальная технологическая схема ГПЗ приведена на рис. 5.12.

Газ поступает в *пункт приема* под давлением 0,15—0,35 МПа. Здесь производят замер его количества и направляют в приемные сепараторы, где отделяют от газа механические примеси и капельную влагу. Здесь же газ проходит через установку его очистки 2 от сероводорода и углекислого газа.

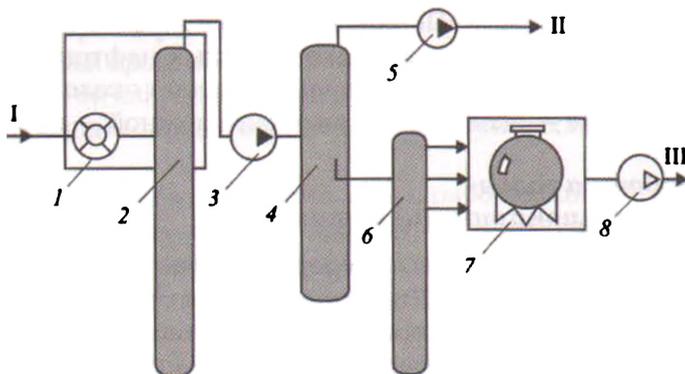


Рис. 5.12. Принципиальная технологическая схема ГПЗ:

1 — узел замера количества поступающего газа; 2 — установка очистки газа; 3, 5 — компрессорные станции; 4 — отбензинивающие установки; 6 — газодиффузионные установки; 7 — товарный парк; 8 — пункт отгрузки жидкой продукции; I — пункт приема газа; II — сухой газ потребителям; III — жидкая продукция потребителям

Компрессорная станция первой ступени 3 предназначена для перекачки сырьевого газа. Сжатие осуществляется в одну, две или три ступени газомоторными компрессорами типа 10 ГКН или центробежными нагнетателями типа К-980.

На отбензинивающих установках 4 сырьевой газ разделяют на нестабильный газовый бензин, отбензиненный газ и сбросной газ. Отбензиненный газ компрессорной станцией второй ступени 5 закачивается в магистральный газопровод. Нестабильный бензин направляется на газодиффузионные установки 6.

Газодиффузионные установки предназначены для разделения нестабильного бензина на стабильный бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды: этан, пропан, бутан, пентан и *n*-гексан. Продукты разделения газов откачивают в товарный парк 7, откуда производится их отгрузка потребителям.

Отбензинивание газов осуществляется различными методами: компрессионным; абсорбционным; адсорбционным; конденсационным.

ГФУ эксплуатируются в составе нефте- и газоперерабатывающих заводов, на нефтехимических предприятиях и самостоятельно как сырьевые блоки для получения мономеров в промышленности синтетического каучука.

Процесс разделения нестабильного бензина на стабильный газовый бензин и технически чистые индивидуальные углеводороды называется фракционированием. В основе фракционирования лежит метод ректификации. Газофракционирующие установки бывают одноколонными и многоколонными. На одноколонных установках выделяют стабильный бензин и сжиженный газ, на многоколонных — стабильный бензин и фракции индивидуальных углеводородов.

5.7. Сооружения для морской добычи углеводородов

В настоящее время разведка и добыча нефти ведутся на морских акваториях и внутренних водоемах всех континентов. Добыча нефти с морских акваторий непрерывно растет. Наиболее интенсивно ведутся работы в Мексиканском и Персидском заливах, в Каспийском и Северном, Охотском и Балтийском морях.

Бурение скважин на море в основном осуществляется с использованием такого же основного оборудования, как и на суше. Однако проекты освоения морских нефтяных и газовых месторождений существенно отличаются от проектов разработки наземных месторождений. Главное различие состоит в наличии верхнего привода и основания, на котором монтируется буровая установка.

Значительная сложность и специфика проведения буровых работ в море обуславливается окружающей средой, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, необходимостью проведения работ под водой, организацией строительства и эксплуатации объектов в море. Главная особенность шельфовых разработок — высокие затраты и стесненность пространства для размещения оборудования. Стоимость выполнения буровых работ на море примерно на порядок превышает стоимость бурения на суше (табл. 5.2).

Таблица 5.2. Технико-экономические показатели бурения на море и на суше

Районы	Средняя глубина скважин, м	Количество пробуренных скважин	Стоимость 1 м бурения, тыс. долл.
Арктические острова Канады	1700	3	5,2
Атлантический шельф Канады	4500	20	10,0
Берингово море (США)	2120	3	12,5
Северный склон Аляски	2800	5	3,4
Норвежское море	3260	4	6,1
Скважины на суше	5160	566	1,08
	6820	33	1,85

Геологическими особенностями морского бурения являются:

- относительно меньшая величина горного давления в породах за счет того, что часть пород более высокой плотности заменяет морская вода плотностью $1,03 \text{ г/см}^3$. Это обстоятельство учитывают при ликвидации нефтепроявлений во избежание гидравлического разрыва пород;

- меньшая, чем на суше глубина залегания газоносных пластов.

Особенностью континентального шельфа является то, что 75 % акваторий расположено в районах, которые продолжительное время покрыты льдами. Основными факторами, определяющими возможность строительства и эксплуатации нефтепромысловых объектов в море, являются глубина моря, температурные условия, ветер, волнение, течения, ледовый покров, химический состав воды.

Строительство морских нефтепромысловых сооружений требует проведения инженерно-геологических изысканий морского дна. Достоверность и полнота данных определяют безопасность эксплуатации сооружения и экономичность проекта.

Конструкции стационарных и плавучих платформ (рис. 5.13), а также суда для проведения поисковых работ и добычи нефти и газа при всех своих различиях имеют необходимый комплект оборудования и помещения для работы и жилья. В районах с мягким климатом и неглубокими водами для различных типов работ могут устанавливаться отдельные специализированные платформы. В районах с суровыми условиями и глубокими водами количество и размер платформ ограничивается до минимума. Так в мелководных районах Юго-Восточной Азии отдельно установлены буровые, добывающие, жилые и факельные платформы, тогда как в Северном море каждая платформа охватывает все упомянутые функции.

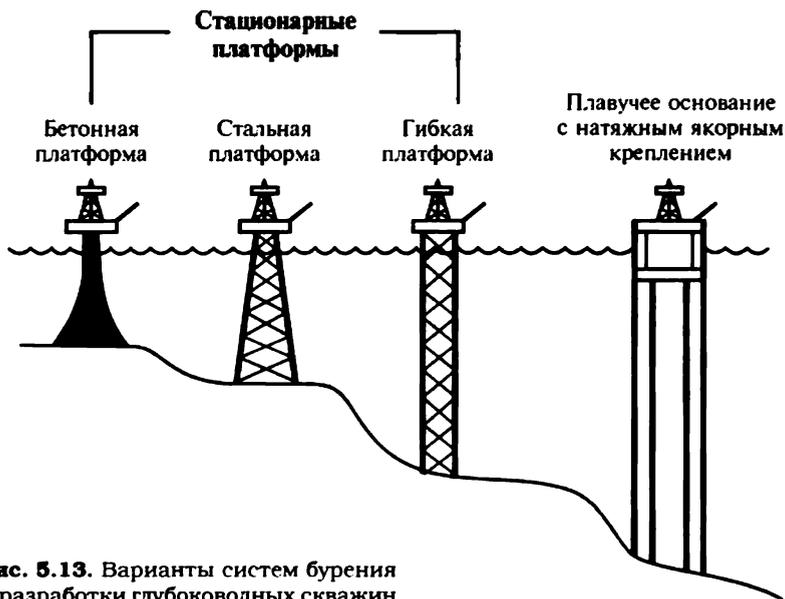


Рис. 5.13. Варианты систем бурения и разработки глубоководных скважин

Объединенная добывающая, буровая и жилая платформа с возможным нефтехранилищем и подачей нефти на погрузочные шельфовые сооружения требует тщательного планирования размещения оборудования и точного анализа безопасности функционирования комплекса.

Работа на шельфе связана с необходимостью длительного пребывания персонала на колеблющейся платформе, осложнена суровыми природными условиями, что ведет к дополнительным эмоциональным нагрузкам. В некоторых районах мира в случае ураганов или тайфунов обслуживающий персонал эвакуируется с платформы. Любой разлив нефти на шельфе значительно труднее нейтрализовать, чем на суше.

Разработка морских месторождений, добыча, подготовка и транспорт углеводородов отличаются непрерывным производственным циклом и должны вестись круглый год, даже тогда, когда море покрыто льдом. В последние годы проводятся испытания комплексов оборудования подводной эксплуатации морских месторождений в ледовых условиях.

В процессе разработки морских месторождений требуется надежное сообщение между отдельными объектами. Доставка грузов на судах при волнении свыше 4 баллов затруднена. Малая глубина акватории в местах разработки (например, район Нефтяные камни в Азербайджане) вынуждает создавать эстакады как средство сообщения между объектами промыслов.

В последнее время при разработке малодобитных месторождений, а также на первом этапе освоения месторождений с большими извлекаемыми запасами используются плавучие установки. Как показал опыт, на Каспийском море плавучие буровые установки способны проходить в год до 15 тыс. м скважин со скоростью 1200—1600 м в месяц.

Для выполнения разведочного и эксплуатационного бурения при глубине моря до 100 м используют самоподъемные плавучие буровые установки (ПБУ). При большей глубине — полупогружные буровые установки и буровые суда. В настоящее время в эксплуатации находятся более 100 самоподъемных ПБУ и примерно по 50 полупогружных ПБУ и буровых судов. Для обеспечения этими установками нефтедобывающих компаний создана целая отрасль кораблестроения.

Инженерное обеспечение буровых работ на море

Ускоренное развитие конструкций морских стационарных платформ произошло при освоении месторождений Северно-

го моря. Там широко применяются массивные железобетонные платформы гравитационного типа и стационарные металлические платформы, закрепляемые на морском дне сваями. Разработан ряд конструкций платформ для работы в ледовых условиях. Для глубоководных акваторий имеются платформы с натяжными опорами. Для бурения с искусственных островов используются наземные буровые установки.

Буровые установки на морских стационарных платформах используются для бурения эксплуатационных скважин и проведения специальных работ в добывающих скважинах. Общее число скважин, которое может быть пробурено с одной платформы, зависит от фильтрационно-емкостных свойств пласта и размеров залежи и обычно не превышает 50 скважин. В большинстве случаев буровая вышка находится постоянно на платформе.

Полупогружная ПБУ представляет собой плавучую конструкцию, используемую для бурения скважин при глубинах моря от 60 до 2500 м. Она буксируется или переправляется с одного места бурения на другое самостоятельно за счет имеющейся системы гребных винтов. Большинство полупогружных ПБУ закрепляется на месте бурения тросами для обеспечения стабильного положения. Некоторые современные установки для поддержания точного положения при бурении на больших глубинах снабжены системой динамического позиционирования, основанной на системе движителей и точной навигации.

Самоподъемная ПБУ представляет собой опирающуюся на дно конструкцию, используемую для бурения при глубинах моря от 20 до 120 м. Самоподъемная установка буксируется к месту бурения, после чего ноги платформы спускаются и плотно прижимаются к морскому дну, обеспечивая стабильное положение платформы при бурении.

Затраты на обустройство морских нефтегазовых месторождений составляют свыше 50 % всех капиталовложений. Стоимость больших нефтегазопромысловых платформ (например, платформа Тролль в Северном море) может достигать 1 млрд долл. Удельные затраты на прокладку глубоководного магистрального трубопровода достигают 3 млн долл. за километр.

На современных буровых установках используется система верхнего привода (СВП), исключая использование ротора и ведущей бурильной трубы. СВП — это *силовой вертлюг*, который подвешивается на талевом блоке и перемещается по направляющим рельсам, принимающим на себя реактивный вращающий момент. СВП имеет электрический или гидравлический двигатель, редуктор и ввинчивается непосредственно в бурильную свечу. При использовании СВП бурильная колонна наращивается трехтрубными свечами.

Система контроля давления в скважине, препятствующая выбросу углеводородов, имеет следующую особенность: при проведении буровых работ на стационарной платформе, самоподъемной ПБУ и при наземном бурении превенторы располагаются непосредственно под буровой площадкой; в случае применения полупогружных ПБУ и буровых судов превенторы располагаются на морском дне. Система циркуляции промывочной жидкости является закрытой напорной.

Для северных и арктических условий влияние окружающей среды является определяющим фактором стоимости работ по добыче нефти и газа.

Особенность разработки морских и газовых месторождений состоит в том, что в проектах с целью снижения затрат предусматривают разработку месторождения, включая бурение скважин, добычу и подготовку нефти с кустовых стационарных платформ. При этом часть эксплуатационного оборудования размещают на буровой стационарной платформе, а вторую часть размещают на отдельной стационарной платформе.

На рис. 5.14 изображена сетка разработки морского месторождения Фортиз в Северном море при глубине воды 73 м. Месторождение имеет четыре куста скважин, каждый из которых пробурен со

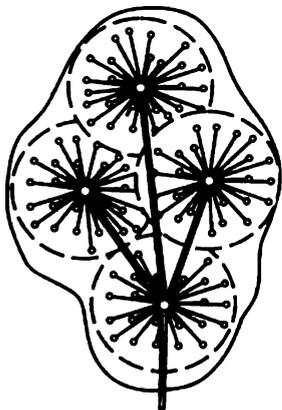


Рис. 5.14. Четыре куста добывающих скважин на месторождении Фортиз в Северном море

стационарной металлической платформы. Каждый куст содержит 27 скважин при сетке разработки 48 га на каждую скважину. Максимальный зенитный угол стволов скважин 55°.

Скважины, пробуренные на шельфе и подготовленные к эксплуатации, можно разделить на скважины с подводным заканчиванием, которые оснащаются устьевым оборудованием, расположенным на морском дне, и скважины с расположением устьевого оборудования на платформе. Подводные скважины эффективны в тех случаях, когда небольшие залежи углеводородов расположены поблизости от существующей инфраструктуры или все отверстия платформы уже задействованы для других скважин.

Глава 6

ВОЗДЕЙСТВИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

6.1. Экологические проблемы нефтегазовой отрасли

Объекты нефтедобычи по степени воздействия на ОПС находятся в лидерах. При извлечении, сборе и подготовке нефти в ОС кроме нефти попадают пластовые воды, попутный нефтяной газ и многие химические реагенты в составе буровых шламов.

Ежегодно предприятия нефтяной отрасли нарушают до 15 тыс. га земель, выбрасывают в атмосферу более 2,5 млн т загрязненных веществ, сжигают на факелах около 6 млрд м³ попутных газов, забирают около 750 млн т пресной воды, оставляют неликвидированными сотни амбаров с буровым шламом.

Ежегодно на промысловых трубопроводах России происходит до 20 тыс. аварий с частотой 1,5—2 разрыва на 1 км трассы. Только в Западной Сибири загрязнено нефтью и нефтепродуктами до 840 тыс. га земель. Потери нефти и нефтепродуктов за счет аварийных ситуаций достигают 20 млн т ежегодно. При стоимости нефти 50 долл./баррель ущерб экономике России, не считая экологического, составляет 7 млрд долл.

Перечисленные проблемы складываются из локальных воздействий добывающих предприятий. Экологические проблемы можно сгруппировать по трем направлениям: организационно-экономические; технологические; природно-ресурсные.

Организационно-экономические проблемы

Техническим заданием (ТЗ) на составление технологической схемы разработки месторождения природоохранные мероприятия сформулированы достаточно расплывчато. Например, отсутствует информация о том, какой экономический и экологический ущерб будет нанесен ОС и местному населению. До сих пор не осознается тот факт, что затраты на экологические

мероприятия относятся к производственным и являются такими же необходимыми элементами затрат, как и затраты на электроэнергию и водоснабжение.

Весь жизненный цикл промысла и себестоимость товарной нефти зависят от качества эколого-экономических оценок стоимости ПР, наносимого ущерба, а также компенсационных мероприятий.

В большинстве проектов отсутствуют показатели экологического состояния компонентов ПС, определенные Правилами по проведению экологической экспертизы; проекты не отвечают требованиям официальных документов по оценке воздействия на ОС (ОВОС); отсутствуют прогнозные сценарии воздействия производственного объекта на ОС; отсутствуют схемы организации экологического мониторинга, а также расчеты экономического ущерба и платежей за аренду земельных участков, за размещение отходов, за загрязнение ОС; отсутствуют планы компенсационных мероприятий.

При проектировании разработки месторождений УВ должны быть выявлены все группы рисков: геологические, строительные, эксплуатационные, инженеринговые, финансовые, маркетинговые и экологические. Последние могут возникнуть на любой стадии реализации проекта в результате событий природного или техногенного характера.

При установлении лимитов воздействия на ОС нефтедобывающего предприятия нормативы воздействия утверждаются на 5 лет, которые продлеваются на новый срок без снижения объемов выбросов, сбросов и образования отходов, при этом слабо учитываются реальные условия функционирования объекта. Кроме того, проводится недостаточное обоснование границ горных отводов, а также отводов земельных участков под строительство скважин.

Следуя закону «Об охране окружающей среды», любое предприятие, производящее выбросы в ОС, обязано проводить мониторинговые наблюдения, цель которых — получение показателей состояния ПС. Большинство добывающих предприятий не имеет собственных служб мониторинга, а наблюдения проводятся эпизодически и бессистемно.

Технологические проблемы

Анализ технологических процессов строительства скважин, обустройства и эксплуатации нефтепромыслов, организации работ по охране ОС выявил:

- недостаточную эффективность экологических решений в проектах разработки и обустройства месторождений, строительства и ремонта скважин, программ по повышению нефтеотдачи пластов;
- некачественную реализацию проектных решений ввиду низкой эксплуатационной надежности технических средств и низкой эффективности системы контроля;
- недостаточный уровень экологической подготовки специалистов на всех участках цепочки «скважина — магистральный трубопровод».

Разливы нефти обусловлены большой протяженностью и низкой надежностью (80 % износа) промысловых нефтяных и водоводных линий в системе поддержания пластового давления (ППД). На МН причины аварийности следующие: 34 % — внешние воздействия; 23 % — брак при строительстве; 23 % — коррозия; 14 % — заводской брак; 3 % — ошибочные действия персонала.

С увеличением обводненности нефти скорость коррозии труб и оборудования увеличивается. При обводненности от 10 до 80 % скорость коррозии составляет $0,45 \text{ г/м}^2 \cdot \text{час}$, а при обводненности 90 % этот параметр увеличивается до $0,54 \text{ г/м}^2 \cdot \text{час}$.

Вследствие высокой агрессивности пластовых вод (сероводород, диоксид углерода, ионы хлора и др.) сквозные отверстия в оборудовании могут появиться через 5 лет после начала эксплуатации, а при подаче ингибиторов коррозии срок безаварийной службы трубопроводов из углеродистых сталей может быть продлен до 10 лет.

Выбор и дозирование ингибиторов коррозии зависят от состава пластовых флюидов. Служба коррозионного мониторинга воспринимается как второстепенное подразделение, однако если учесть величину наносимого авариями ущерба и стоимость реабилитации компонентов экосистем, то такие

представления неверны. Предупреждение аварийности является необходимой превентивной мерой, которая должна быть отражена в экологической политике предприятия и в Декларации промышленной безопасности.

Назрела необходимость совершенствования защитных покрытий для предотвращения асфальто-парафиновых отложений и методов очистки промысловых труб. Срок службы битумной изоляции на внешних покрытиях не превышает 10 лет, поэтому необходим переход к новым материалам и технологиям покрытия.

Одной из важнейших в нефтяной отрасли является проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Только в факелах нефтепромыслов Западной Сибири ежегодно сжигается около 15 млрд м³ этого энергоносителя. Показатель утилизации ПНГ варьирует от 25 до 95 %. При эксплуатации месторождений взимается плата за его сжигание. В случае превышения ПДВ на границе санитарно-защитной зоны производится совершенствование факельной системы с целью более полного сжигания, а не мероприятия по его переработке. В этом случае ПНГ относится к отходам добычи (как бензин в XIX в., который сливали по ночам в реки), что позволяет платежи за загрязнение отнести к себестоимости продукции, как и затраты на утилизацию пластовых вод. Пластовые воды, как и ПНГ, также являются источником ценного сырья для нефтехимии (содержат В, Вг, I и др.).

Одним из методов утилизации ПНГ является его закачка в пласты-коллекторы с целью повышения нефтеотдачи. Эффективность применения газовых методов повышения нефтеотдачи увеличивается при низких фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов. При закачке ПНГ решается ряд проблем:

- сокращаются платежи за выбросы в ОС и поддерживается качество атмосферного воздуха в рабочей зоне на уровне нормативов;
- сокращается протяженность промысловых коррозионно-опасных коммуникаций;

- обеспечивается геодинамическая стабильность залежи;
- снижается обводненность скважинной продукции и сохраняется ПНГ как ресурс для последующего извлечения.

В России насчитывается более 150 тыс. нефтяных и газовых скважин. Примерно 10 % из них или законсервированы, или нуждаются в консервации и ликвидации. Законсервированные скважины под влиянием изменений в земной коре могут «ожить», выделяя нефть, газы и пластовые рассолы. Таких опасных скважин в России свыше 1500. В Казахстане, например, десятки изливающих скважин ушли под воду при увеличении уровня воды в Каспии.

Одна из стадий образования отходов — бурение скважин, на период строительства которой предоставляется до 5 га земли. В течение года после окончания строительства скважины территория буровой площадки должна быть рекультивирована и передана землепользователю. На период эксплуатации скважины выделяется 0,36 га. Рационализация размещения кустов скважин позволяет снизить отходы земель за счет снижения площадей, занятых промысловыми коммуникациями.

При ремонте скважин необходим контроль использования растворителей, гелей, кислот и других реагентов, которые должны закачиваться в пласт при стимуляции нефтеотдачи скважин. При обработке призабойной зоны скважин применяются 10- и 5-% растворы, соответственно, соляной и плавиковой кислот. При ремонте скважин возникают до 2 м³ токсичных жидкостей на одну скважинную операцию. Кроме того, при промывке насосных агрегатов, НКТ возникают до 5 м³ жидких отходов на одну операцию. На месторождении необходимо иметь специальную скважину с поглощающими горизонтами для утилизации жидких отходов от технологических процессов добычи.

Нефте- и газодобывающие скважины являются сложными и дорогостоящими сооружениями, которые нуждаются в постоянном контроле и проведении технических мероприятий по поддержанию рабочих режимов. Коррозионное поражение цементного камня в скважинах приводит к снижению доли нефти в добываемых флюидах и к загрязнению артезианских

и грунтовых вод, используемых для водоснабжения. По этой причине происходит образование грифонов у устья скважин. Вследствие несвоевременных диагностических исследований в отрасли простаивают более 20 тыс. скважин, подлежащих капитальному ремонту.

Источником загрязнения нефтью и минерализованными водами являются также резервуарные парки добывающих предприятий. Многие резервуарные парки «плавают» на линзах нефтепродуктов, которые образовались за годы утечек нефти. Периодическая диагностика и очистка резервуаров от осадков с последующей их утилизацией позволяет снизить остроту этой экологической проблемы.

Природно-ресурсные проблемы

Открытый земляной котлован (амбар) одиночной скважины может содержать более 60 м³ бурового шлама и до 300 м³ бурового раствора, в составе которых может присутствовать до 20 м³ нефти, а также реагенты. При существующих темпах освоения месторождений только в Западной Сибири образовалось более 6 тыс. неликвидированных амбаров.

Содержание в буровых растворах отдельных компонентов (например, хромпика), может превышать существующие нормативы в 20 тыс. раз. Приведение таких высоких концентраций ядовитых веществ к экологически безопасному уровню требует их разбавления огромным количеством воды. Для нейтрализации загрязненных стоков одной буровой установки необходима площадь водосбора до 2 тыс. км².

Основой миграции поллютантов является водная среда. Само понятие нейтрализация стоков разбавлением означает вынос загрязнителей с конкретного участка. В итоге загрязнители аккумулируются в конечных звеньях миграционной цепи — биологических объектах и донных отложениях. Например, в донных отложениях Печорского моря, которые являются депонирующей средой, обнаружены повышенные уровни содержания УВ — 25 мг/дм³, бенз(а)пирена — 120 мкг/дм³, меди — 90 мкг/дм³, ванадия, бария, свинца и никеля. Подоб-

ный перечень поллютантов говорит об их техногенном происхождении, связанном с процессом бурения.

На территории среднего промысла Западной Сибири площадь нарушенных земель достигает 20 % в границах горного отвода, из них до 10 % загрязнены нефтью. В среднем содержание нефтепродуктов на территории промысла составляет 1,8 т/га.

Объем снятого плодородного слоя под бурение одной скважины достигает 15 тыс. м³. Дополнительные площади для размещения снятой почвы не входят в территорию земельного отвода. Недостаточно полно внедряются в практику реабилитационных работ методы биологической рекультивации за счет жизнедеятельности почвенных микроорганизмов и внесения биопрепаратов, содержащих нефтеокисляющие микроорганизмы. Эти методы дают хороший эффект в комплексе с агротехническими мероприятиями.

К тотальному загрязнению водных объектов приводит бесконтрольное использование больших объемов пресных вод для технологических нужд (обессоливание нефти и ППД). Например, содержание нефтепродуктов в р. Оби у Нижневартовска достигает 6,2 ПДК. При добыче 1 т нефти в среднем образуются загрязнения в следующих количествах:

Сточные воды загрязненные	0,10 м ³
Сточные воды очищаемые	0,18 м ³
Пыль	0,02 кг
Оксид углерода	0,43 кг
Оксиды азота	0,04 кг
Углеводороды	6,60 кг
Твердые отходы	2,7 кг

Отсутствует законодательно-нормативная база для оценки геодинамического состояния недр. В проектных документах и на практике не учитывается возможный спектр геодинамических проявлений при эксплуатации месторождений. Не проводятся работы по прогнозу возникновения техногенных геодинамических ситуаций, по созданию системы оценок экологического риска.

Все карбонатные резервуары, содержащие сероводородные флюиды, трещиноваты и закарстованы. В нефти карбонатных коллекторов содержание серы выше, чем в терригенных коллекторах.

При разработке вязкой нефти и битумов термическими методами нарушается естественный термический градиент по разрезу, изменяется химический состав подземных вод. Регламентация этого вида антропогенных воздействий отсутствует.

На ряде месторождений проведены подземные ядерные взрывы с целью сейсмического зондирования и интенсификации нефтеотдачи. Кроме того, встречается высокое естественное гамма-излучение радионуклидов (400 мкР/час и выше) при добыче нефти. На всех крупных предприятиях по добыче УВ проводится радиометрическое обследование технологического оборудования и территории.

6.2. Экологические риски и безопасность нефтегазовых объектов

Нефть — природный продукт, который всегда попадал в биосферу естественным путем. В естественном углеродном цикле нефть не является загрязнителем. Загрязнение начинается тогда, когда в окружающую среду привносятся вещества в концентрациях, выводящих экосистему из состояния равновесия и приводящих к негативным последствиям. Иными словами: загрязнение — это то, что находится не в том месте, не в то время и не в том количестве. Загрязнителем, например, может выступать даже чистая вода, если в экосистеме она является лишней по отношению к природной норме. Проблема заключается в том, что нефть в огромных количествах распространяется далеко за пределы промыслов, и отходы ее использования попадают в воздух, почву и воду.

Удельные потери нефти российских добывающих компаний составляют в среднем 5,2 кг на тонну добытой нефти. Удельные потери предприятий нефтепереработки тоже велики и составляют в среднем 4,5 кг на тонну переработанной нефти.

Во всех сферах нефтегазового бизнеса необходимо обеспечивать экологическую и энергетическую безопасность. Под энергетической безопасностью понимается возможность стабильного обеспечения физических поставок энергоносителей для внутреннего потребления. Под экологической безопасностью понимается защищенность жизненно важных интересов личности, общества и государства от угроз природного и техногенного характера.

Угрозы безопасности возникают при чрезвычайной ситуации — обстановке на определенной территории, сложившейся в результате аварии или стихийного бедствия, которая может повлечь за собой человеческие жертвы, нанести ущерб здоровью людей, окружающей среде или причинить значительные материальные потери. К техногенным чрезвычайным ситуациям относятся разные типы аварий: пожары, взрывы, затопления, крушения транспортных средств, выбросы опасных веществ, разрушения сооружений.

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является основой энергоснабжения любой страны. Деятельность предприятий ТЭКа приводит к мощному техногенному воздействию на окружающую природную среду. На его долю приходится около половины выбросов вредных веществ в атмосферу, около четверти сбросов загрязненных сточных вод в поверхностные водоемы и до 70 % общего объема парниковых газов.

Нефтегазовый комплекс (НГК) является одной из составляющих ТЭКа. На всех стадиях хозяйственной деятельности НГК объектами воздействия являются все компоненты природной среды: атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, морские акватории, почвы, недра, растительный покров и биотические комплексы.

Для традиционных нефтедобывающих регионов наиболее острой является проблема загрязнения природной среды нефтью и нефтепродуктами. Особенно важно обеспечить экологическую безопасность при реализации новых крупных проектов освоения морских месторождений и прокладке магистральных трубопроводов по морскому дну. Проблема загрязнения вызвана недостаточным уровнем экологичности

технологических процессов и слабой работой природоохран-ных служб.

Основным показателем безопасности является риск, кото-рый представляет собой вероятность возникновения опасно-го события. Количественно риск определяется как произведе-ние вероятности отказа и ущерба, измеряемого в денежном выражении. Система принятия решений по обеспечению бе-зопасности носит название **управление рисками**.

Технические риски являются предметом исследования те-ории надежности и ассоциируется с безотказностью и ресур-сом технических систем. Экологические риски выражают опасность негативных воздействий на природу, нарушения нормального существования биоценозов, деградации почв, ухудшения воздушного бассейна. Понятие экологического рис-ка приложимо к масштабам населенного пункта, региона или всей планеты.

Оценка экологического риска последствий решений, при-нимаемых в сфере нового строительства объектов НГК, при-обретает все большее значение в связи с повышением требо-ваний экологического законодательства. В разделах проектов «Охрана окружающей среды» и «Оценка воздействия на окру-жающую среду» желательно давать количественное определе-ние экологического риска. Например, при оценке степени рис-ка аварий на магистральных нефтепроводах рассчитываются удельные (на 1 км) значения:

- частоты утечки нефти в год;
- ожидаемых потерь нефти от аварий;
- ожидаемого ущерба, как суммы ежегодных компенса-ционных выплат за загрязнение окружающей среды.

Прогноз частоты утечек из МН проводится с учетом 40 фак-торов влияния: внешние антропогенные; коррозия; качество труб и строительно-монтажных работ; эксплуатационные фак-торы и др. Оценка степени риска всей трассы проводится на основе идентификации опасностей и оценки риска отдельных участков.

Нефтяную скважину, буровую вышку, магистральный тру-бопровод следует рассматривать как встроенные в природную

среду чужеродные элементы. Например, система «магистральный трубопровод — природная среда» характеризуется сложным набором прямых и обратных связей. Важно найти пути наименьшего взаимного влияния: техногенного — на окружающую среду со стороны сооружения и природных процессов — на трубопровод.

В безаварийном состоянии, когда эксплуатация магистральных трубопроводов осуществляется в пределах экологического регламента, уровень их воздействия на окружающую среду находится в пределах адаптационных возможностей территории.

Из всей совокупности отказов на газопроводах около 10% происходит со значительным экологическим ущербом, на нефтепроводах ущерб наносят около 18% отказов. При этом наибольшей экологической опасностью обладают трубопроводы большого диаметра 1000—1400 мм. Разрушающий эффект нефтепроводов меньше, чем газопроводов, однако авария на нефтепроводе сопровождается выходом большого количества продуктов, поэтому нефтепроводы представляют большую экологическую опасность.

Обеспечение экологической безопасности объектов НГК базируется на экологическом мониторинге и контроле. Общая цель экологического контроля может быть определена как обеспечение соблюдения действующих природоохранных и ресурсосберегающих правил, требований и норм на всех этапах строительства и производства. Экологический контроль должен быть многосторонним и не исключать ни одной сферы деятельности человека, влияющей на состояние окружающей среды.

В одних случаях объектом контроля являются вредные техногенные воздействия на природную среду. При этом определяются количественные характеристики механических, тепловых, химических и других воздействий. Полученные результаты сравнивают с предельно допустимыми значениями. В других случаях объектом контроля является природная среда, подверженная вредным воздействиям. При этом определяют качество компонентов и комплексов природной среды с целью выявления состава и концентрации вредных веществ.

Для сведения к минимуму вредного воздействия объектов НГК на окружающую среду предусматриваются следующие мероприятия:

- рациональное размещение сооружений и открытых площадок с оборудованием с минимальным отводом земель в постоянное пользование;
- организация производственных баз и других объектов в соответствии с требованиями охраны окружающей природной среды;
- жесткий контроль работы оборудования и техники с целью снижения сбросов и выбросов загрязняющих веществ;
- использование новейших технических решений и современного оборудования для оснащения вновь проектируемых нефтегазовых объектов.
- организация природоохранного мониторинга.

При бурении скважин и добыче углеводородов образуются значительные площади земель, оказавшиеся в зоне подработки и потерявшие свою первоначальную ценность. Рекультивация нарушенных территорий — это комплекс мероприятий по восстановлению нарушенного почвенного покрова, биоресурсов, природной и геологической среды. Процессы рекультивации должны носить системный характер и занимать равное положение с процессами эксплуатации недр. Рекультивация земель должна осуществляться за счет средств добывающих компаний. Эти средства должны входить в себестоимость готовой продукции.

6.3. Технологические аспекты воздействия процессов бурения на окружающую среду

Надежная конструкция скважины должна предотвращать:

- заколонные и межколонные перетоки минерализованных вод, нефти, газа в атмосферу, в вышележащие горизонты и на поверхность земли;
- аварийное фонтанирование и образование грифонов;
- растепление криолитозоны и просадку устьев скважин;
- смятие и срезание колонн.

В сильнотрещиноватые водоносные горизонты до глубин 150 м фильтрат бурового раствора может проникать на большое расстояние (более 2 м) несмотря на кратковременность бурения данного интервала.

Бурение продуктивных карбонатных месторождений сопровождается проникновением в них фильтрата на расстояние более 1,5 м от стенок скважины. В процессе добычи нефти фильтрат бурового раствора постепенно извлекается. Проявления напорных минерализованных вод из соленосных отложений — негативный экологический фактор.

Одной из распространенных причин потерь герметичности обсадных колонн является электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. При строительстве скважин опасность представляет выход газа, нефти и пластовой воды из-под земли. Причиной грифообразования являются вертикальные перетоки флюидов из залежи через ствол скважины.

Проблема межпластовых перетоков и межколонных давлений стоит чрезвычайно остро на всех месторождениях. Причинами повышения межколонных давлений являются негерметичность резьбовых соединений обсадных труб (30%) и колонных головок, низкое качество цементирования. Температурные изменения (температура нефти на изливе 70 °С) деформируют обсадную колонну. Прочностные и фильтрационные свойства цементного камня снижаются при температуре 80 °С.

При разгерметизации затрубного пространства нагнетательных скважин реагенты (ПАВ, щелочи, полимеры) могут попасть в подземные воды.

Особенности бурения на Арктическом шельфе

Интенсивные буровые работы на нефть и газ в зонах арктического шельфа начали США и Канада в середине 60-х гг. прошлого века. В 70-е гг. были обнаружены месторождения нефти и газа на Аляске, а позже был введен в эксплуатацию транс-Аляскинский нефтепровод длиной 1300 км от залива Прадхо-Бей до незамерзающего порта Валдиз на юге Аляски.

Трудности освоения шельфа арктической зоны связаны прежде всего с суровыми климатическими условиями, тяже-

лой ледовой обстановкой и удаленностью от промышленных центров. Акватории шельфов свободны ото льда в течение 2—4 месяцев в году. Требуется защита от низких температур не только людей, но и механизмов и трубопроводов. В России и Казахстане опыта проведения подобных работ нет, так как акватория Каспийского моря, где осуществляется нефтедобыча, является незамерзающей (средняя глубина моря 180 м, северная часть моря имеет глубину до 20 м).

Ширина шельфовой зоны России составляет сотни километров. Наиболее исследованными являются Баренцево и Карское моря со средними глубинами соответственно 230 и 118 м. Именно в этих морях открыты такие крупные месторождения нефти и газа, как Штокмановское, Приразломное, Варандейское, Русановское и Ленинградское. Особенностью данного региона являются: полярная ночь продолжительностью до 70 суток; зимние температуры до -50°C ; ветры со скоростями до 40 м/с; волны высотой до 10 м; приливные колебания уровня воды до 1,5 м; продолжительность ледового периода в устье Печоры до 272 суток и наличие крупных ледяных образований в виде айсбергов.

Морское дно сложено суглинками, глинами, песками, супесями, илами. Под дном морей распространены массивы мерзлых грунтов: на Приразломном месторождении при глубине воды 20 м мощность мерзлых грунтов составляет 23 м; на Варандейском — 63 м. На отдельных участках дна мощность мерзлых грунтов достигает 100 м. Эти грунты отличаются засоленностью, при их оттаивании из донных грунтов выделяется метан.

Глубина моря в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения достигает 360 м. Дно моря сложено глинистыми и илистыми грунтами, температура которых в поверхностном слое равна минус $0,6^{\circ}\text{C}$. Утвержденные геологические запасы газа составляют 3,2 трлн м^3 , газового конденсата — 31 млн т. Особенности ледовых условий: дрейфующие ледовые поля со средней толщиной льда до 1,5 м; айсберги с осадкой до 100 м, массой до 1 млн т и скоростью перемещения до 1 м/с.

Для бурения в подобных ледовых условиях разработаны специальные конструкции стационарных платформ. Такие платформы способны выдерживать воздействие льда, но не могут сопротивляться айсбергам. Материалом для платформ является сталь и предварительно напряженный железобетон.

Различные типы гидросооружений для добычи нефти и газа в арктических районах применяются на следующих глубинах:

- искусственные намывные и насыпные острова из песка и гравия — до 15—20 м;
- платформы из железобетонных или стальных блоков-гигантов — до 30—45 м;
- платформы башенного типа — до 60—100 м;
- плавучие полупогружные платформы на якорях — до 100 м и более.

Освоение континентального шельфа Арктики было первоначально связано со строительством грунтовых островов, поскольку традиционные конструкции платформ более подвержены разрушающему действию льда, чем искусственные острова. Преимуществами островов являются: относительно меньшие капитальные затраты на строительство; большая устойчивость к ледовым, волновым и сейсмическим воздействиям; возможность применения такой же технологии бурения как и на суше.

Самый большой и самый северный остров откосного типа расположен в море Бофорта у берегов Аляски. Глубина в месте возведения острова около 15 м. На отсыпку острова ушло 950 тыс. м³ гравия, в его основании залегают песчано-глинистые отложения. Рабочая площадка острова имеет диаметр 107 м и возвышается над уровнем моря на 6,4 м. Нижняя часть откосов защищена 20 тысячами мешков с гравием. Основные работы были выполнены в 1982 г. Буровые работы начались летом 1983 г.

В канадском арктическом секторе на глубинах до 40 м возведен уникальный остров Моликпак с ограждением из стальных массивов-гигантов. Строительство сборных элементов острова было выполнено в Японии. Буксировка и установка острова на месторождении производилась летом 1984 г.

Подошва корпуса опирается на поверхность песчаной постели. Высота корпуса 29 м, возвышение над уровнем воды 7,6 м. Размеры корпуса в плане на уровне палубы 86,6 × 86,6 м. Внутренняя полость острова заполнена песком. Остров можно передислоцировать на другие места. Подъем и опускание обеспечиваются откачкой или заполнением водой балластных отсеков. Остров ледостойкий, предназначен для круглогодичного бурения. В системе палубной надстройки расположено технологическое оборудование и запасы материалов, энергетическая установка (5 дизелей по 4300 кВт), вертолетная площадка и жилые помещения на 100 человек.

Стационарные платформы для шельфов арктических морей конструктивно отличаются от аналогичных сооружений, возводимых в незамерзающих морях. Эти платформы изготавливаются в промышленных районах, а затем буксируются и устанавливаются на месторождениях. По сравнению с искусственными островами стационарные платформы имеют ряд преимуществ: могут применяться на значительных глубинах; могут перемещаться и эксплуатироваться на нескольких месторождениях; легче привести место эксплуатации в первоначальное естественное состояние после обработки месторождения.

Разработаны проекты стационарных платформ разнообразных конструкций. Чаще всего платформы являются гравитационными, устойчивость которых обеспечивается их собственным весом. Иногда для усиления связи платформы с грунтовым основанием используют стальные трубчатые сваи. Имеются проекты одноопорных и многоопорных платформ. Одноопорная платформа представляет собой прочный корпус конусной или цилиндрической формы, опирающийся на морское дно. В зоне воздействия льда площадь сечения конуса наименьшая.

На рис. 6.1 изображена гравитационная буровая платформа стальной конструкции, которая устанавливается на морском дне при глубинах до 18 м. Основными конструктивными частями платформы являются: фундаментный опорный блок, имеющий вид двух усеченных граненых конусов; опорный цилиндр и верхнее надводное строение.

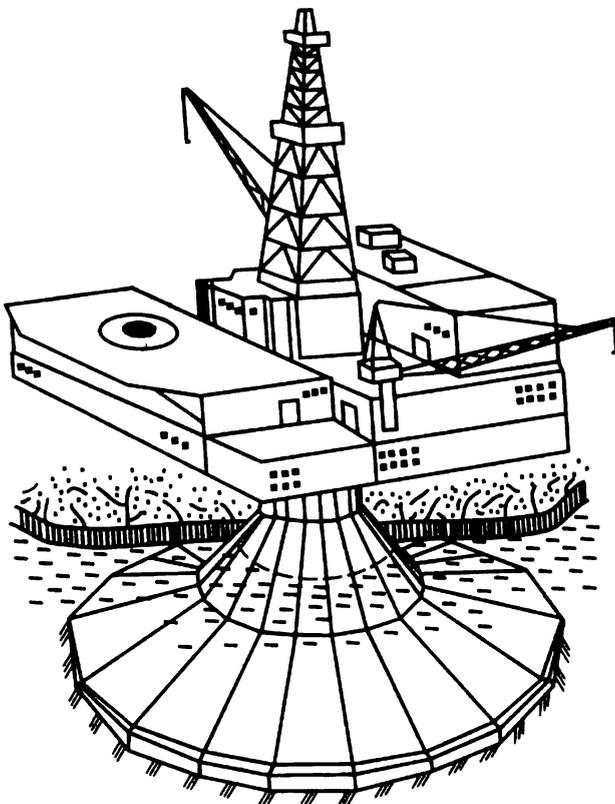


Рис. 6.1. Морская ледостойкая платформа стальной конструкции

Внутреннее пространство фундаментного блока разделено на отсеки, предназначенные для балластировки платформы морской водой, для хранения пресной воды и топлива. В состоянии эксплуатации балластные отсеки заполнены водой. Платформа может всплывать и переводиться в другое место. На трехпалубном надводном строении размещается буровое и другое технологическое оборудование, электростанция, насосная, бойлерная, подъемные краны, вертолетная площадка, жилые помещения на 90 человек.

В верхней части геологического разреза шельфа арктических районов толща **многолетнемерзлых пород** (ММП) может

достигать 100 м, а на суше — 500 м и более. В состав ММП могут входить прочные и слабые породы.

При бурении скважин в толще ММП возникают следующие осложнения:

- оттаивание пород, проникновение бурового раствора в затрубное пространство, размыв пород за кондуктором, грифообразование;

- кавернообразование, осыпи и обвалы, приводящие к захвату бурильного инструмента, провалы фундамента под буровой установкой;

- затруднения со спуском обсадных колонн, невозможность прокачки цементного раствора в заколонное пространство, смятие обсадных колонн;

- выбросы бурового раствора, воды и газа при разбурировании пропластков газогидратов.

Эксплуатационная колонна в интервалах залегания ММП должна состоять из труб, выдерживающих давления, которые возникают при обратном промерзании затрубного пространства. Основным способом предотвращения осложнений при бурении ММП является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Для этого используются охлажденные промывочные жидкости.

После разбуривания всей толщи ММП ствол скважины закрепляют обсадной колонной, башмак которой устанавливают ниже глубины промерзания. При цементировании следует использовать хладостойкие растворы. В газовых скважинах кольцевое пространство между кондуктором и стенками ствола следует герметизировать с помощью пакера. Это предотвращает образование грифонов при оттаивании пород. Продолжительность бурения скважины под кондуктор должна составлять не более 2 суток во избежание оттаивания неустойчивых пород.

Особенности освоения шельфа Северного моря

Норвежский сектор Северного моря — один из самых спокойных на земном шаре: скорость ветра достигает 200 км в час, а волны в штормовую погоду могут достигать 30-ти метровой высоты. Зимой на открытом воздухе человек не может выдер-

жать более десяти минут. Весной 1970 г. на участке «Экофиск» были обнаружены промышленные запасы высококачественной нефти, после чего Северное море стало новой базой для развития мировой нефтяной промышленности.

В 2000 г. Норвегия добыла в Северном море 161 млн т, а Англия — 127 млн т нефти. Обе страны вошли в первую десятку нефтедобывающих стран. Продуктивность скважин в английском секторе моря составляет 240 т в сутки, а в норвежском секторе — 730 т в сутки. Качество североморской нефти очень высокое. Не случайно морское месторождение «Брент» дало имя одноименной марке нефти, продаваемой на фондовой бирже.

Для того чтобы начать добычу нефти в условиях Северного моря, важно было решить сложные технологические задачи. Работы осложнялись суровыми природными условиями, большими расстояниями от берега и необходимостью бурения на глубину до шести тысяч метров.

В 1973 г. было принято решение о строительстве уникальной сети подводных трубопроводов, которые должны были связать морские месторождения с потребителями в Германии и Великобритании. В 1975 г. была пущена в эксплуатацию 357-километровая английская ветвь, а в 1977 г. — 440-километровая германская ветвь трубопровода. Срок их службы был определен в 30 лет. В 1985 г. было завершено строительство еще одного трубопровода длиной 880 км, соединившего мощное месторождение «Статфьорд» с материком. На этом месторождении установлена трехпалубная платформа общим весом 650 тыс. т, которая способна выдерживать силу морских течений и атлантических штормов.

В британском секторе моря к 1990 г. сроки освоения месторождений сократились с четырех до двух лет. Максимальная глубина моря, при которой осуществляется разработка месторождений, возросла с 300 до 1800 м.

Норвежские месторождения были местом испытания новых технологий, поэтому не обошлось без аварий. В 1977 г. произошел катастрофический выброс нефти и газа и на платформе начался пожар. Пламя удалось затушить только через семь суток. Через год на другой платформе при пожаре погиб-

ло пять человек. В марте 1980 г. на месторождении «Экофиск» в результате сильного шторма была опрокинута платформа со всеми жилыми помещениями. Последствия этой аварии, в которой погибло 123 человека, заставили уделять больше внимания вопросам безопасности операций на континентальном шельфе для людей и окружающей среды.

6.4. Воздействие объектов нефтегазового комплекса на атмосферу

Вся техническая мощь современной цивилизации базируется на использовании энергии, которая основана на изъятии кислорода воздуха. Все технологии получения энергии путем окисления разрушают атмосферу Земли, необратимо связывают атмосферный кислород в воду. Сжигание 1 кг бензина поглощает из воздуха 3,5 кг кислорода, реакции окисления продуктов мировой нефтедобычи в течение года поглощают из атмосферы около 12 млрд т кислорода. Сжигание добытого за год природного газа поглощает из атмосферы более 11 млрд т кислорода. Не случайно в воздухе мегаполисов содержится всего 17% кислорода вместо естественных 21%.

Буровые установки, нефтяные и газовые промыслы являются технологическими объектами, выделяющими в атмосферу различные загрязняющие вещества.

Загрязнение атмосферы при испытании продуктивных горизонтов может быть достаточно интенсивным несмотря на их кратковременный характер. Количество сжигаемых на факеле нефти и попутного газа зависит от дебита флюидов и по массе может составлять сотни тонн. Сам процесс сжигания может занять несколько недель.

В период бурения скважин основными источниками выбросов в атмосферу являются дизельные установки (табл. 6.1). В период цементации обсадных колонн продолжительностью до 24 ч общая мощность передвижной техники достигает 3600 кВт. Здесь может быть задействовано одновременно 5—6 дизелей. При нормальной работе дизеля в период проходки ствола и спускоподъемных операций за сутки выбра-

сывается (кг): NO_x — 1300, CO — 1140, SO_2 — 142, УВ — 16, сажи — 18.

Таблица 6.1. Состав и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении одной скважины установкой БУ 3000 ВД

Вещества	ПДК в воздухе населенных мест, мг/м ³	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности	Выбросы, т/скв.
Оксид углерода	5,0	20,0	4	30,05
Диоксид азота	0,085	5,0	2	14,92
Сажа	0,15	4,0	3	5,60
Диоксид серы	0,5	10,0	2	19,79
Углеводороды	5,0	100	4	10,23

На фотографии Земли, сделанной со спутника ночью, хорошо видны нефтяные и газовые промыслы Западной Сибири, Мексиканского и Персидского заливов, Каспийского и Северного морей, освещенные горящими факелами. Сжигание попутного газа в факелах — это прямое загрязнение атмосферы. Горящие факелы загрязняют атмосферу сернистыми соединениями, отчего в радиусе до 250 м от факелов полностью уничтожается всякая растительность, на расстоянии до 3 км деревья сохнут и сбрасывают листья. В лицензиях на недропользование нефтяники берут на себя обязательство утилизировать до 90 % попутного газа. В реальности утилизируются первые десятки процентов.

При бурении скважин источниками загрязнений атмосферы являются залповые выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигание углеводородов на факельных установках при очистке призабойной зоны пласта, термическое обезвреживание буровых шламов, длительные испытания пробуренных скважин, дизельные приводы и котельные установки на буровых.

Ежегодно в России в районах добычи нефти и газа в год происходит один неуправляемый выброс на 1000 скважин. Например, открытый выброс газа и конденсата, который

произошел на разведочной скважине Кумжа-9 в дельте реки Печоры, не удавалось заглушить в течение шести с половиной лет: скважина ежедневно выбрасывала в атмосферу 2 млн м³ газа и сотни тонн конденсата.

При аварийных разливах нефти происходит загрязнение атмосферы за счет испарения низкомолекулярных углеводородов. Удельная величина выбросов углеводородов с поверхности разлитой нефти плотностью 0,85—0,89 г/см³ при различных температурах и различной продолжительности испарения может быть определена с помощью табл. 6.2.

На всех НПЗ происходят значительные выбросы УВ в атмосферу. Это испарение нефти и нефтепродуктов с открытых поверхностей очистных сооружений. Утечки жидкостей и паров происходят из насосов и компрессоров. Обычно предохранительные клапаны сбрасывают газы на факел, но при перегрузке факела газы сбрасывают в атмосферу. Обратные воды при уносе и испарении с градирен также загрязняют атмосферу.

При первичной переработке нефти на установках АВТ попутный нефтяной газ попадает в атмосферу через неплотности аппаратуры и предохранительные клапаны ректификационных колонн и сепараторов. Большое количество легких УВ уходит в атмосферу через дыхательные клапаны, открытые люки, при наливе и сливе нефтепродуктов. Это так называемые *неорганизованные выбросы*.

Организованные выбросы — это выбросы из дымовых труб, эжекторов вакуумсоздающих систем, вытяжных вентиляционных систем. С ними в атмосферу поступают большие количества углеводородов, оксида углерода, оксидов серы и азота, сероводород, аммиак, фенолы и др. На 1 т перерабатываемой нефти из печей выбрасывается около 600 м³ дымового газа.

Параметры процесса горения углеводородов

Нефтезаводские факелы служат для ликвидации вредных токсичных газов и паров, выделяющихся при нарушении технологии, аварийных ситуациях. Факельное хозяйство НПЗ необходимо проектировать с учетом полного улавливания и утили-

Таблица 6.2. Удельная величина выбросов углеводородов в атмосферу с поверхности разлитой нефти (кг/м²) при различных температурах и продолжительности испарения

Слой нефти, м	Продолжительность испарения, 24 ч			Продолжительность испарения, 120 ч			Продолжительность испарения, 240 ч		
	5 °С	10 °С	30 °С	5 °С	10 °С	30 °С	5 °С	10 °С	30 °С
	0,01	0,3	0,9	5,7	1,0	4,9	6,5	1,3	6,2
0,05	0,8	2,4	9,4	2,7	8,0	10,9	3,8	10,4	11,1
0,1	1,1	3,6	15,4	4,0	12,8	18,3	6,0	17,4	18,8
0,5	2,7	9,3	29,3	10,4	23,6	36,3	16,4	34,0	37,4
1,0	3,8	13,7	47,6	15,5	37,3	60,8	25,0	56,3	63,0

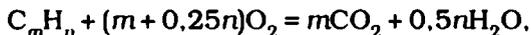
зации горючих газов и паров, сбрасываемых на факел, а также конденсата нефтепродуктов, образующихся в факельной системе.

Горение — это химическая реакция соединения горючих компонентов топлива с кислородом (окислителем) с выделением тепла.

Для сравнения по энергетической ценности различных видов топлива вводится понятие *условное топливо*. В качестве единицы условного топлива принимается 1 кг топлива с теплотой сгорания 29,33 МПа/кг.

Соединение компонентов углеводородного топлива с кислородом при горении происходит в результате *стехиометрических реакций*, в которых отношения количеств исходных веществ соответствует условию получения конечных продуктов горения.

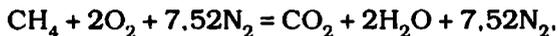
Реакция полного сгорания углеводородов C_mH_n выражается следующим стехиометрическим уравнением:



где CO_2 и H_2O — компоненты продуктов полного сгорания топлива.

Если в составе топлива имеется кислород, который участвует в процессе горения, то на величину его объема уменьшается расход окислителя, необходимого для полного сгорания топлива.

При сжигании углеводородного топлива в качестве окислителя в основном используется воздух. Для упрощения расчетов реакций горения топлива в воздухе принимается, что воздух состоит из 21 % кислорода и 79 % азота. При этом условии стехиометрическое уравнение реакции горения метана в воздухе имеет следующий вид:



где в объеме продуктов сгорания содержится: углекислого газа 9,51 %, паров воды 19,01 %, азота 71,48 %. Из подобных стехиометрических уравнений определяется теоретическое количество воздуха, необходимое для сжигания углеводородного топлива.

Высшей теплотой сгорания топлива называется количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы количества топлива при условии конденсации водяных паров в продуктах сгорания. Низшая теплота сгорания не учитывает тепло конденсации водяных паров в продуктах сгорания. У природного газа, содержащего 25% водорода по массе, значения высшей и низшей теплоты сгорания соответственно составляют 39 800 и 35 610 кДж/кг; у бензина — 47 347 и 43 995 кДж/кг; у каменного угля — 20 992 и 19 844 кДж/кг. Температура уходящих продуктов сгорания, как правило, превышает 100 °С, конденсации водяного пара не происходит, поэтому теплотехнические расчеты выполняют на основе низшей теплоты сгорания топлива.

Коэффициентом избытка окислителя (воздуха) α называется отношение количества окислителя, подаваемое на горение, к его теоретически необходимому количеству. При $\alpha < 1$ горючая смесь называется богатой, поскольку горючее находится в избытке, при $\alpha > 1$ смесь называется бедной, так как в избытке находится окислитель. В обоих случаях часть теплоты, выделяющаяся при горении, затрачивается на нагревание излишнего компонента.

Воспламенение газовых смесей может происходить в результате самовоспламенения и зажигания. Наименьшая концентрация газа в смеси, обеспечивающая распространение пламени, называется нижним пределом воспламеняемости. Значения пределов воспламеняемости метана в воздухе: нижний предел — 5,3%; верхний — 14,0%.

Температура воспламенения газов не является физико-химической константой. Для стехиометрической смеси метана с воздухом температура воспламенения может изменяться в диапазоне от 545 до 850 °С.

Пространственно-ограниченная зона самоподдерживающейся химической реакции горения называется пламенем. Пламя является границей, отделяющей свежую газовую смесь от продуктов сгорания. Распространение пламени в газовых смесях происходит при значительных градиентах температур и концентраций. Реакция горения распространяется послойно в све-

жую смесь, которая превращается в продукты горения. Предельными являются нормальное распространение пламени при медленном горении и детонационное — при взрывном горении.

Нормальной скоростью распространения пламени u_n называется скорость движения фронта пламени относительно свежей смеси в направлении, нормальном к его поверхности. Это движение обусловлено процессом передачи теплоты молекулярной теплопроводностью.

При горении газовой смеси, вытекающей из трубки в условиях ламинарного режима, над ее устьем образуется конусообразное пламя (рис. 6.2), которое имеет две зоны: внутренний конус 1 и наружный конус 2. Внутренний конус представляет собой поверхность остановленного фронта пламени, где происходит выгорание части горючего, обеспеченное первичным воздухом. На поверхности конуса имеет место равенство нормальной скорости распространения пламени u_n и нормальной составляющей скорости потока в трубке v_n газовой смеси.

Стехиометрическая газовоздушная смесь для метана (9,5%) характеризуется значением нормальной скорости распространения пламени $u_n = 0,28$ м/с, ацетилена (7,7%) — 1,0 м/с, водорода (29,5%) — 1,6 м/с.

В промышленных горелочных устройствах сжигание углеводородных газов производится, как правило, в турбулентных потоках. При турбулизации потока фронт пламени искривляется, разбивается на отдельные островки, изогнутые участки пламени перемещаются нерегулярным образом, скорость горения увеличивается.

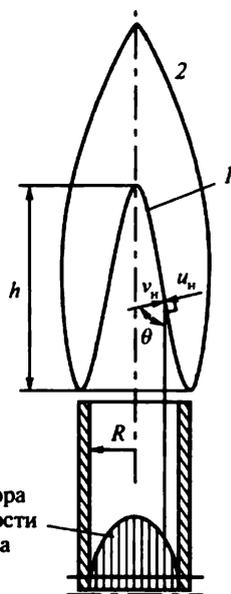


Рис. 6.2. Схема пламени при ламинарном истечении газовой смеси:

1 — внутренний конус; 2 — наружный конус; θ — угол между направлением потока смеси и нормалью к фронту пламени

Максимальная температура горения в стехиометрическом объеме сухого воздуха некоторых газов (°C): водород — 2235; метан — 2043; бутан — 2118; этилен — 2284; ацетилен — 2620.

Сжиженные газы имеют большую концентрацию тепловой энергии в единице объема. При испарении 1 м³ сжиженного пропана его объем в газообразном виде составляет 290 м³. Сжиженные газы легко перевозить в железнодорожных и автомобильных цистернах.

При горении углеводородов окисление их основных компонентов происходит с выделением тепла:



При недостатке кислорода происходит неполное окисление и образуется оксид углерода CO — угарный газ.

Содержащиеся в углеводородах серо- и азотосодержащие примеси сгорают с образованием оксидов серы и азота. Сероводород — горючий высокотоксичный газ, выбрасываемый объектами нефтегазового комплекса. Среднесуточная ПДК в воздухе населенных пунктов — 0,008 мг/м³. Природные газы могут содержать значительное количество сероводорода. Например, природный газ Астраханского месторождения содержит до 25 % сероводорода.

Нефтяное моторное топливо является наиболее массовым видом нефтепродуктов, оно же относится к основным источникам загрязнения окружающей среды. С продуктами сгорания бензина и дизельного топлива в атмосферу ежегодно выбрасывается (млн т): оксидов серы — 80; оксидов азота — 50; оксида углерода — 300. Особенности загрязнения атмосферного воздуха газовыми выбросами автомобилей следующие: малая высота выброса и низкая степень рассеивания; высокая токсичность выбросов; прямое воздействие на человека в районах с высокой плотностью населения.

Таблица 6.3. Состав отработанных газов двигателей внутреннего сгорания, % об.

Компоненты	Бензиновый двигатель	Дизельный двигатель
Азот	74—77	76—78
Кислород	0,3—8,0	2—18
Вода	3,55	0,5—4,0
Углекислый газ	5—12	1—10
Оксид углерода	1—10	до 0,5
Оксиды азота	0,1—0,5	до 0,4
Оксиды серы	до 0,002	до 0,03
Углеводороды	до 0,10	до 0,50
Альдегиды	до 0,2	до 0,009
Сажа, г/м ³	до 0,04	до 1,10
Бенз(а)пирен, г/м ³	до 0,00002	до 0,00001

Из приведенных в табл. 6.3 компонентов к вредным выбросам относятся все кроме первых четырех. При использовании в двигателях внутреннего сгорания одной тонны моторного топлива в атмосферу выбрасывается до 90 кг вредных веществ. Карбюраторные двигатели лидируют по выбросам оксида углерода, дизельные двигатели — по выбросам оксидов азота, серы и твердых частиц.

Содержащиеся в углеводородах серосодержащие примеси сгорают с образованием оксидов серы.

Оксид углерода — токсичный газ без цвета, запаха и вкуса — лишает ткани тела необходимого кислорода. Максимальная разовая ПДК в населенных пунктах — 3 мг/м³. Повышение выбросов СО наблюдается при холостом ходе двигателя и большой доле тяжелых фракций в составе моторных топлив.

Диоксид углерода — бесцветный тяжелый газ, повышенное содержание которого в воздухе вызывает сердцебиение и удушье. ПДК в воздухе составляет 1 %.

Диоксид серы — бесцветный газ с резким запахом — губительно влияет на здоровье человека, растительный и животный мир, разрушает металлы и ткани. При фотохимических реакциях образует в воздухе аэрозоли. Порог раздражающего действия — на уровне 20 мг/м³.

Сажа — является вредным веществом III класса опасности. В воздухе разовая ПДК газовой сажи составляет 0,15 мг/м³. В момент образования представляет собой высокодисперсные частицы диаметром до 10 нм, состоящие из элементарного углерода. Обладает большой адсорбционной способностью к тяжелым углеводородам и канцерогенным гетероциклическим соединениям, что делает сажу опасной для человека и животных.

Для регулирования качества окружающей среды введен и строго контролируется *предельно-допустимый выброс* (ПДВ), который устанавливается для каждого источника выброса вредных веществ в атмосферу. ПДВ есть обоснованная техническая норма выброса вредных веществ из промышленных источников в атмосферу. На предприятиях нефтегазовых отраслей работы по нормированию выбросов начинают с инвентаризации вредных выбросов, проводимой предприятиями и специализированными организациями.

Наиболее эффективным методом обезвреживания шламов считается термический метод, когда шламы сжигаются в печах разных конструкций. Этот метод позволяет уничтожить токсичные примеси в шламах и получить полностью обезвреженную твердую фазу. Однако при сжигании шламов химические соединения, содержащие хлор, превращаются в токсичные диоксины, которые вместе с выбросами печей попадают в атмосферу.

Следствием выбросов в атмосферу диоксидов серы и азота являются кислотные дожди, основными составляющими которых являются слабые растворы азотистой, азотной и серной кислот. Кислотные дожди могут выпадать на больших расстояниях от источника выбросов оксидов серы и азота вследствие переноса их воздушными массами. Кислотные дожди оказы-

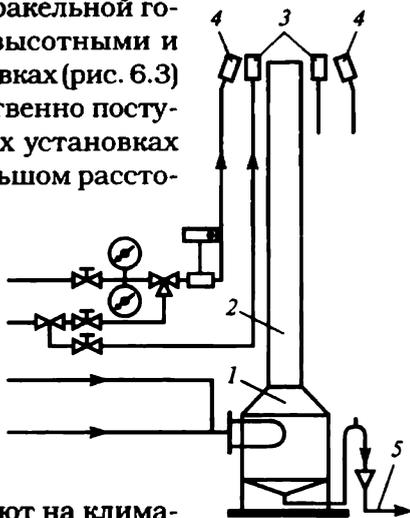
вают разрушающее воздействие на конструкционные материалы и действуют на дыхательную систему человека.

При сжигании на факельных установках попутного газа и других углеводородов необходим избыток кислорода на 10—15% больше стехиометрического количества. Оборудование для сжигания в этом случае включает горелку, установленную на стальной трубе, по которой идет газ.

По способу расположения факельной горелки установки могут быть высотными и наземными. В высотных установках (рис. 6.3) продукты сгорания непосредственно поступают в атмосферу. В наземных установках горелка расположена на небольшом расстоянии от земли, а продукты сгорания отводятся в атмосферу через дымовую трубу.

Рис. 6.3. Устройство факельной установки:

1 — сепаратор; 2 — факельная установка;
3 — дежурные горелки; 4 — запальные горелки; 5 — гидрозатвор



Процессы горения оказывают на климатическую систему Земли двойное воздействие: во-первых, уменьшают содержание кислорода в атмосфере, истощая озоновую защиту Земли и уменьшая атмосферное давление, во-вторых, выбрасывают огромное количество разогретых водяных паров и углекислого газа. Считается, что следствием выбросов в атмосферу парниковых газов — углекислого газа, метана и закиси азота — является глобальное потепление климата на планете. Только возобновляемые источники энергии и топливо, не связывающее при горении атмосферный кислород в воду, станут основой энергетики в ближайшем будущем. Технологиям, которые безвозвратно уничтожают кислород атмосферы, в новой эколого-энергетической цивилизации места не будет.

6.5. Воздействие объектов нефтегазового комплекса на водную среду

Все загрязнения рано или поздно попадают в море. Главная опасность для морских прибрежных зон связана с освоением нефтяных месторождений континентального шельфа. При бурении скважины глубиной до 4000 м нарабатывается около 500 м³ бурового шлама и примерно 5000 м³ полужидких отходов. В мире пробурено более 65 тыс. морских скважин, около 20% мировой добычи нефти приходится на морские месторождения, поэтому легко представить степень нарушения состояния гидросферы в районах шельфа. С морских буровых установок, стационарных платформ на шельфе и танкеров, перевозящих нефть, в море попадает более 1,6 млн т в год.

Мировой океан бороздят более 4 тыс. танкеров, которые перевозят по морю более 60% добываемой нефти. Когда вблизи берега терпит аварию танкер, гибнут морские птицы, страдает прибрежная флора и фауна, пляжи покрываются слоем вязкой нефти. Аварийный танкер обычно окружают бонами из плавающих шлангов, которые препятствуют расплыванию нефтяного пятна и позволяют собрать насосами пролившуюся нефть. Разлившуюся нефть сжигают или засыпают песком и известью, которые захватывают нефть и погружаются вместе с нею на дно.

Активизация освоения нефтяных и газовых месторождений, увеличение объемов перевозок по морю требует создания системы мониторинга состояния морской среды, и в первую очередь — морских млекопитающих. В отличие от рыб млекопитающие теплокровны и дышат легкими. Например, загрязнение Каспия углеводородами и пестицидами вызвало падение численности каспийского тюленя. В апреле—июне 2000 г. погибло почти 30 тыс. особей. У большинства из них были выявлены патологические изменения в иммунной системе, а также инфицирование печени, почек и крови болезнетворной микрофлорой. По мнению специалистов, причиной массовой гибели тюленей явилось кумулятивное действие загрязнения природной среды вследствие разработки нефтяных и газовых месторождений Северного, Среднего и Южного Каспия.

В результате разработки морских месторождений увеличивается мутность воды, на поверхности появляется нефтяная пленка и, как следствие, уменьшается проникновение в толщу воды солнечного света, отчего процесс фотосинтеза замедляется. В итоге нарушается кормовая база рыб и падает их воспроизводство.

Загрязнение морских вод негативно сказывается на бентосных сообществах, а это основной корм моржей. Падение численности биомассы бентосных организмов вынуждает моржей мигрировать. В связи с потеплением климата в Арктике кромка льда отступает к краю шельфа в глубоководные районы океана. Условия для добычи корма ухудшаются, опасность гибели животных возрастает.

Самой крупной катастрофой за всю историю нефтедобычи на шельфе был выброс из скважины в Мексиканском заливе в 1979 г. Тогда из этой скважины в воды залива попало 300 тыс. т сырой нефти. В результате операции «Буря в пустыне» в 1991 г. в воды Персидского залива и на побережье также поступило несколько сотен тысяч тонн нефти.

От нефтяных загрязнений страдают обширные участки побережий. В частности, по этой причине на многих участках побережья Северного моря запрещено купание. На шельфе этого моря средняя глубина составляет менее 80 м. Самоочищению Северного моря не помогают ни приливы, ни штормовые волны. Северное море так густо усеяно буровыми вышками, по его дну проложено такое количество трубопроводов, его воды бороздит такое количество танкеров, что даже специалисты не могут дать окончательное заключение о масштабах и последствиях его загрязнения.

В результате деятельности человека в окружающую среду попадает около 40 тыс. различных химических веществ, их действие на фауну, флору и человека в большинстве случаев изучено слабо. Доказано, что сбросы в море бурового шлама оказывают отрицательное воздействие на морскую среду: вокруг морских платформ под толщей шлама в донных осадках сформировались анаэробные условия и макрофауна отсутствует. Съёмки в Северном море выявили вблизи платформ повы-

шенный уровень содержания углеводородов, которые являются остатками дизельного топлива — основы буровых растворов.

Главный механизм самоочищения воды состоит в деградации нефти. Углеводороды с цепочками атомов углерода до C_{15} (температура кипения до $250\text{ }^{\circ}\text{C}$) улетучиваются с водной поверхности в течение 10 суток, в среднем испарение может удалить до 50% углеводородов нефти. Тяжелые фракции с цепочками атомов C_{25} и выше практически не испаряются.

Установлено, что окончательная судьба нефти в море определяется активностью микроорганизмов: описано 70 родов микроорганизмов и 30 видов грибов, окисляющих углеводороды. В районах моря, подверженных хроническому загрязнению нефтью, углеводородоокисляющие бактерии наиболее многочисленны и составляют 10% от численности всего микробиоценоза. Содержащиеся в морской воде микроорганизмы в первую очередь потребляют *n*-алканы, а затем ароматические соединения. Сложность состава нефти и нефтепродуктов требует разнообразия микроорганизмов, способных атаковать как компоненты нефти, так и продукты метаболизма. Поэтому нефть более эффективно разрушается не отдельными штаммами, а смешанным бактериальным населением.

Ускоренное окисление нефтяных углеводородов происходит при достаточном насыщении воды кислородом: для полного окисления 1 л нефти требуется 3,30 кг кислорода. Наиболее благоприятные условия для этого создаются на границе раздела вода-воздух, так как здесь процесс окисления стимулируется действием солнечной радиации. В ясную погоду на поверхности плавающей пленки может окислиться до 2 т/км^2 нефти за сутки.

Судьбу нефти, попавшей в море, невозможно описать во всех подробностях. Попавшая в водоем нефть быстро растекается. Даже тончайшая нефтяная пленка изолирует воду от кислорода воздуха, уменьшая тем самым ее аэрацию. Легкие фракции быстро испаряются, а оставшиеся превращаются в устойчивую водонефтяную эмульсию.

По мере испарения углеводородов плотность и вязкость нефтяной пленки увеличиваются, поверхностное натяжение

уменьшается и растекание прекращается. Волны и течения разбивают пленку на отдельные капли. Действие волн и ветра на нефть усиливают химические диспергаторы, которые разбивают сплошной слой на мелкие капли. Формируются эмульсии типа «нефть в воде» и «вода в нефти». Такие эмульсии могут существовать более 100 дней. Диспергаторы ускоряют биологическое разложение нефти, так как предоставляют бактериям огромную поверхность для заселения.

Со временем образуются тяжелые и стойкие агрегаты из парафиновых и ароматических углеводородов, которые оседают на дно. На образование этих агрегатов уходит до 10 % нефти. Тяжелые фракции нефти, опускаясь на дно, образуют устойчивый к окислению слой на поверхности ила, в котором гибнут живые организмы. Тяжелые фракции нефти могут сохраняться в донных осадках в течение многих лет. При содержании нефти 0,2 мг/л вода приобретает запах керосина, который не устраняется даже при хлорировании и фильтровании воды. Рыба под воздействием даже ничтожных концентраций нефтепродуктов приобретает стойкий керосиновый запах и не может быть скормлена даже скоту. Нефть и нефтепродукты не только пагубно влияют на все звенья биологической цепи, но и нарушают обмен энергией, влаго- и газообмен между атмосферой и водоемами.

Нефть и нефтепродукты относятся к комплексным загрязнителям, действующим на водные организмы. Среди компонентов нефти наиболее токсичным обладают растворимые в воде нафтеновые кислоты, фенолы и предельные углеводороды. Следствием загрязнения являются угнетение и подавление нормальной органической жизни, изменение состава биоценозов, заморы рыбы и гибель нерестилищ. Проведенные биологами опыты с наиболее типичными составами буровых растворов показали, что нормальное развитие молоди рыбы в воде возможно лишь при разведении водой отработанного бурового раствора в 26 тыс. раз.

По предварительным подсчетам в бассейне Каспийского моря залегает около 20 млрд т нефти. Разведка и добыча углеводородного сырья на шельфе Каспийского моря должны со-

ответствовать уровню нового экологического мышления. Эти процессы должны отличаться высокой технологичностью, которая позволит сохранить уникальные биологические ресурсы этого крупнейшего в мире бессточного озера. В Каспийском море обитают 379 видов организмов бентоса. В 2000 г. там погибло 3 % всей популяции тюленей. Одна из причин — ослабление иммунной системы тюленей в результате нефтяного загрязнения их среды обитания.

Шельфовая зона Каспийского нефтегазового региона является одной из наиболее перспективных районов добычи нефти в XXI в. Разведанные запасы нефти составляют более 12 млрд т — это второе место в мире после Персидского залива.

Реализация нефтяных проектов в казахстанском секторе шельфа осложнена рядом природных факторов:

- чувствительная экосистема этого участка моря;
- мелководье и замерзающая акватория северной части моря;
- большие глубины залегания продуктивных пластов;
- высокая концентрация сероводорода в продукции скважин;
- действие нагонных волн и заболоченность береговых территорий.

Каспийское море — уникальный природный объект.

Современный с 1978 г. подъем уровня моря на 2,4 м привел к ухудшению экологической обстановки в регионе в результате затопления низменных участков побережья. Ситуация обостряется вследствие повышения уровня при штормовых нагонах. Продолжительность нагонов составляет от нескольких часов до нескольких суток, а подъем уровня моря может достигать 2,5 м, что вызывает перемещения береговой линии в глубь территории до 30 км. Полоса затопления может достигать 40 км. Штормовые нагоны и сгоны способствуют интенсивному переносу загрязняющих веществ с моря на сушу и с суши в море.

Территория казахстанского сектора Прикаспия представляет собой прилегающую к морскому мелководью слабо террасированную песчано-солонковую равнину с высотами (–27,0)–(–23) м абс. Малые уклоны поверхности суши и дна (0,0001—0,0005) обуславливают затопление огромных площадей побережья при многолетнем повышении уровня и при нагонных

повышениях уровня. Зона максимального нагонного затопления ограничена горизонталью — 25 м абс., которая проходит на расстоянии 3—10 км от современного положения уреза воды.

Сектор казахстанского Прикаспия относится к районам интенсивного техногенного воздействия, связанного с добычей нефти и газа, их хранением и транспортировкой. В зоне современного затопления и подтопления за счет многолетнего и нагонного повышения уровня моря находятся несколько десятков месторождений нефти и газа и свыше 1000 действующих скважин. Помимо этого здесь сконцентрировано большое число фактических и потенциальных источников загрязнения моря и береговой зоны: открытые резервуары с нефтью, представляющие собой искусственные выемки или естественные понижения рельефа с невысокой грунтовой обваловкой; места аварийных разливов нефти; скопления различных по составу отходов нефтедобычи; участки, загрязненные сбросовыми водами.

Поступление в море нефти и нефтепродуктов с прибрежных территорий, затапливаемых при нагонах, приводит к массовой гибели рыбы, тюленей и птиц. Все это позволяет оценить ситуацию в регионе как неблагоприятную для всего Северного Каспия.

Ситуация может усугубиться в связи с открытием новых месторождений в акватории Каспия. Совокупное техногенное воздействие на земную кору десятков разрабатываемых казахстанских месторождений, включая такие крупнейшие, как Тенгиз и Кашаган, может спровоцировать большие осадки земной поверхности суши и морского дна. Вероятность того, что подобное проседание земной коры произойдет, достаточно велика. Последствия этого техногенного события, по всей видимости, будут катастрофическими. Поэтому требуется оценка экологического риска, вызванного массовым извлечением углеводородов из продуктивных пластов нефтегазоносного бассейна Северного Каспия, с прогнозом возможных последствий для размещенных в регионе промышленных объектов и населенных пунктов.

Море в районе месторождения Нефтяные камни постоянно покрывается нефтяной пленкой, а Бакинская бухта превра-

тилась в нефтяной отстойник. Нефтяное загрязнение у восточного и западного берегов моря в отдельные периоды в десятки раз превышает допустимые пределы. Если аварии и разливы нефти на Каспии будут происходить в сегодняшних объемах, то через 40 лет в Каспийском море не останется ни нефти, ни промысловых биоресурсов.

Выход один — интенсивность добычи нефти на Каспии следует назначать, отталкиваясь не от условий рынка нефти, а от объема допускаемых и безопасных для биоты разливов нефти. Особенно экологически уязвимым является мелководный и заповедный Северный Каспий. Здесь может быть приемлемой только технология «нулевого сброса».

Источниками нефтесодержащих стоков на нефтебазах и перекачивающих станциях являются танкеры, резервуары, системы охлаждения подшипников насосов и ливневые воды с территории технологических установок. На основании опыта эксплуатации объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов установлены нормативы нефтесодержащих стоков (табл. 6.4).

Таблица 6.4. Нормы водоотведения нефтесодержащих стоков на нефтебазах, перекачивающих станциях и наливных пунктах (м³ на 1000 т нефтепродукта)

Предприятие	Годовой грузооборот, тыс. т/год	Количество стоков
Перевалочные базы	От 100 до 500	49,2—62,5
	От 500 до 1000	62,5—197,9
	От 1000 до 5000	197,9—101,9
Распределительные базы	От 30 до 60	27,0—32,0
	От 60 до 100	32,0—68,0
	От 100 до 300	68,0—54,4
Головные насосные станции	От 1000 до 5000	6,8—4,4
	От 5000 до 10 000	4,4—2,8
Промежуточные насосные станции	До 1000	3,8
	От 1000 до 5000	3,8—2,7

На НПЗ вода используется для производственных, хозяйственных и противопожарных целей. Расход воды зависит от схемы и глубины переработки нефти, количества перерабатываемой нефти и числа используемых аппаратов воздушно-го охлаждения. Суммарный расход воды на НПЗ мощностью 12 млн т нефти в год составляет 430 000 м³/сут. при прямоточной схеме водоснабжения. На НПЗ применяются теплоносители — пар, горячая вода, которые в результате технологических операций загрязняются различными нефтепродуктами и сбрасываются в систему канализации.

Современные электрообессоливающие установки (ЭЛОУ) обеспечивают обессоливание поступающих смесей с содержанием хлоридов 136 мг/л до остаточного содержания 5,8 мг/л. Для достижения глубокого обессоливания на установках ЭЛОУ на каждой ступени требуется добавлять до 10% воды, при этом количество соленых стоков, требующих дорогостоящей биологической очистки, достигает 20% от сбрасываемого объема. Содержание нефтепродуктов в сбрасываемой с установки дренажной воде составляет 217 мг/л.

6.6. Воздействие нефтегазовых объектов на почву, растительный и животный мир

Строительство всегда затрагивает флору и фауну территории. Основные виды воздействия:

- отчуждение территории;
- осушение или подтопление территории;
- прокладка дорог и линий коммуникаций;
- загрязнение компонентов ОС взвешенными, химическими веществами и др.;
- вырубка леса и изменение характера землепользования;
- изменение гидрологического режима водных объектов;
- шумовые, световые, вибрационные, электромагнитные воздействия.

Важнейшим объектом экологических исследований при оценках воздействий является почва. Почва — это основное

звено биогеохимического круговорота веществ в экосистемах, это источник поступления различных веществ в растения и по трофическим цепям в организм человека. Почвы аккумулируют загрязнители в гумусовом горизонте в течение длительного периода.

Химическое загрязнение почв нефтепродуктами, буровыми и тампонажными растворами происходит при плохой обваловке и слабой гидроизоляции амбаров. Безопасный уровень поступления загрязнителей определяется порогом самоочищающей способности почвы. Наиболее устойчиво и опасно нефтяное загрязнение. Глубина просачивания нефти для песчаных и супесчаных почв составляет 1,0 м и более. Сильная загрязненность характеризуется проникновением нефти на глубину более 25 см, слабая — до 10 см.

При слабом загрязнении нефтью эффективна вспашка, позволяющая разрыхлять и перемешивать загрязненный слой. Для реанимации почв со средней степенью загрязненности необходимо частичное снятие загрязненного слоя, проведение вспашки в течение 2—3 лет и внесение минеральных и органических удобрений. Сильное загрязнение делает почвы непригодными для ведения сельского хозяйства водохозяйственного использования. Период восстановления почвенно-растительного покрова после загрязнения нефтью в количестве 12 л/м² в зависимости от климатических особенностей может растянуться на 25 лет.

Трансформация нефти в почвах происходит в 3 этапа:

- физико-химическое разрушение легких фракций УВ;
- микробиологическое разрушение низкомолекулярных фракций;
- трансформация высокомолекулярных смол.

Нормальные алканы деградируют в первые месяцы, более устойчивыми являются циклоалканы и тетраароматические УВ; высокоустойчивы к деградации пентаароматические УВ, асфальтены и смолы.

При бурении скважин и добыче углеводородов значительные площади земель оказываются в зоне обработки и теря-

ют свою первоначальную ценность. Рекультивация нарушенных территорий — это комплекс мероприятий по восстановлению нарушенного почвенного покрова, биоресурсов, природной и геологической среды. Процессы рекультивации должны носить системный характер и занимать равное положение с процессами эксплуатации недр. Рекультивация земель должна осуществляться за счет средств добывающих компаний. Эти средства должны входить в себестоимость готовой продукции.

При бурении скважин загрязнителями почв, морских и грунтовых вод являются буровые растворы, содержащие различные химические реагенты, буровые растворы на нефтяной основе, а также пластовые воды, которые могут содержать в одном кубометре до 300 кг солей. На некоторых месторождениях на каждую добытую тонну нефти из недр извлекается до 10 тонн пластовых вод.

Наибольший объем отходов при бурении составляют буровые сточные воды (БСВ), представляющие собой многокомпонентные суспензии, содержащие нефть и нефтепродукты, минеральные и органические вещества. В сточных водах в растворенном виде присутствуют минеральные соли натрия, калия, кальция, магния и химические реагенты. Нефтепродукты находятся в БСВ в эмульгированном и растворенном состояниях. Высокий уровень загрязненности БСВ не допускает их сброса в объекты природной среды без предварительной очистки.

Наиболее рациональным и экологически оправданным методом утилизации БСВ является переход на замкнутый цикл водоснабжения буровой установки, что обеспечит снижение норм водопотребления. Например, сточные воды можно использовать для приготовления тампонажных растворов. После окончания строительства скважины БСВ и отходы буровых растворов (ОБР) следует вывозить на соседние скважины для повторного использования.

Одной из важных задач природоохранной деятельности буровых предприятий является внедрение в промышленную

практику почвозащитных агроэкологических мероприятий, поскольку установлено угнетающее действие отходов буровых растворов и высокоминерализованных пластовых вод на активность почв.

Шламовые амбары — это токсичный очаг для прилегающих территорий. Во избежание утечек в грунт места размещения емкостей для хранения ГСМ и растворов, котлованов для сточных вод и бурового шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы. Шламонакопители выводят из сельскохозяйственного оборота значительные площади. Обследование шламовых амбаров на месторождениях, где бурение велось с использованием соленасыщенных буровых растворов, показало, что на месте работы буровой установки площадь засоления грунтов и подземных вод достигает 4,5 га. При этом плодородие почв не восстанавливается даже спустя 11 лет после окончания бурения. Полное рассоление почв не зафиксировано ни на одном из участков, примыкающих к ранее пробуренным скважинам.

Исследование техногенного воздействия шламовых амбаров на окружающую среду выявило, что они либо вообще не имеют гидроизоляции, либо она нарушена и их содержимое проникает в грунты на глубину до 80 м. При попадании ОБР в почву происходит разрушение почвенных ферментов, за счет чего снижается продуктивность почвенного покрова. В частности, при попадании в почву отходов растворов, содержащих 15% нефти и нефтепродуктов, урожайность падает практически до нуля и почва не восстанавливается в течение длительного времени — до 15—20 лет.

В процессе бурения используют воду из близлежащих водоемов или из специально пробуренных скважин. Следует максимально полно использовать сточные воды на технологические нужды, не допуская их сброса на рельеф. При бурении одной скважины безвозвратное потребление и потери воды достигают 3500 м³, а количество выпускаемых в водоемы производственных сточных вод составляет примерно 1,5 м³ на один метр проходки.

Представление о количестве получающихся отходов бурения можно получить из следующего примера. На Тенгизском месторождении общее количество отходов в амбарах составило почти 220 тыс. т, общий объем которых составил более 120 тыс. м³. В среднем количество отходов буровых растворов от проходки одной скважины составляло более 3000 т или 1600 м³.

При проектной вместимости одного амбара 5000 м³ отходы химических реагентов и материалов заняли третью часть вместимости амбара. При этом содержание нефти, битума и дизельного топлива в одном амбаре составило более 1000 т. Кроме этого в шламовый амбар также сбрасывался избыток тампонажного раствора. Остальной объем амбара заполнялся выбуренной породой, а после технической рекультивации — грунтом, вынутым при строительстве амбара.

Подобный способ захоронения полужидкой массы отходов бурения в шламовых амбарах на территории буровой практикуется почти повсеместно. Способ локализации отходов бурения посредством засыпки котлованов без их обезвреживания не решает полностью задачи защиты почвы и грунтовых вод от загрязнения отходами.

Из всех видов загрязнения почвенной среды нефтепродуктами и другими группами загрязняющих веществ наиболее опасным является загрязнение горизонта грунтовых вод, так как токсичные вещества могут мигрировать на большие расстояния, распространяться за пределы первоначального участка и проникать к водозаборным сооружениям. Над загрязненной поверхностью подземных вод формируется газовая оболочка из углеводородов.

Нижний безопасный уровень содержания нефтепродуктов в почвах составляет 1000 мг/кг (табл. 6.5). Ниже этого уровня в почвенных экосистемах происходят процессы самоочищения. Верхний безопасный уровень содержания нефтепродуктов зависит от типа почвы, климатической зоны и состава нефтепродуктов. Следует заметить, что до сих пор остаются недостаточно изученными вопросы токсической активности многих используемых в бурении реагентов.

Таблица 6.5. Уровни загрязнения почв нефтепродуктами

Уровень загрязнения	Содержание, мг/кг	Содержание, %
Фоновый	До 100—500	До 0,01—0,05
Низкий	500—1000	0,05—0,1
Умеренный	1000—5000	0,1—0,5
Средний	5000—10 000	0,5—1,0
Высокий	10 000—50 000	1,0—5,0

С позиции экологической безопасности более предпочтительны механические способы сбора разлитой нефти. Широко используются методы, основанные на свойствах некоторых материалов поглощать нефть: торф, мох, опилки, сено, полиуретан, целлюлоза, смолы. Искусственные сорбенты можно использовать повторно после регенерации. Поглощающая способность комбинированных поглотителей нефти достигает 26 кг/кг, а кратность использования — 30 раз.

Перечень химических препаратов для использования при ликвидации нефтяных разливов насчитывает более 200 наименований. Из них различают следующие основные группы:

- эмульгаторы для создания эмульсий с целью диспергирования нефти и ускорения ее разложения;
- отвердители для придания нефти густой консистенции и последующего механического удаления;
- моющие средства для смывания нефтяных пленок, пятен и покрытий с пляжных участков.

На первых этапах ликвидации загрязнений почв используют механический способ удаления слоя почвы и физико-химические методы очистки: сжигание, промывка или сорбция. Применение нефтеразлагающих бактерий-биодеструкторов позволяет снижать загрязнения лишь в поверхностном слое почвы. К тому же процесс этот занимает 2—3 сезона. Процесс самоочищения под действием природной микрофлоры является длительным — до 25 лет. Этот период можно сократить на 5—7 лет, применяя рыхление или внесение сорбентов. Оста-

точная нефть по химическому составу представляет собой битум, что дает основание считать процесс деструкции законченным. На окончательной стадии рекультивации используют посев нефтестойких растений: клевер, щавель, осоку и др.

Наиболее эффективный метод — биотехнологии, основанные на окислении нефтепродуктов микроорганизмами. В результате происходит расщепление углеводородов, их минерализация и последующая гумификация.

В глобальном плане количество нефтешламов в накопителях и масштабы загрязнений почв увеличиваются. Восстановление нарушенных земель значительно отстает от темпов загрязнения, потому что очистка почвы от нефтепродуктов представляет собой сложную проблему и требует высоких затрат. Стоимость рекультивации сильнозагрязненных участков достигает 150 тыс. долл. за гектар.

Химические реагенты используются также и при разработке нефтяных месторождений методом поддержания пластового давления. В случае внутриконтурного заводнения пластов расход воды составляет до 2 м³ на тонну добытой нефти, а при площадном заводнении — более 15 м³ на тонну добытой нефти.

Негативное воздействие нефтедобычи на *лесной фонд*, как правило, выходит за границы отведенных площадей на 25—35%. Прилегающая территория захламляется, количество лесных пожаров с началом нефтедобычи увеличивается в 3 раза.

На *трассах ЛЭП и связи* оставляется до 80% срубленной древесины, разбросанной или сдвинутой к стенам леса. Это повышает пожароопасность и появление вредителей леса.

Трубопроводы наряду с автодорогами находятся на первом месте среди линейных объектов по масштабам негативного воздействия на растительность и почву. Для односторонних трубопроводов ширина трасс в зависимости от диаметра труб составляет 20—32 м при ширине коридоров коммуникаций 80—220 м. По мере старения труб образуются свищи и аварийные порывы, в результате прилегающие территории загрязняются нефтью и минерализованными водами.

Центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды, ДНС и КС относят к экологически опасным объектам. При их строительстве и эксплуатации на отведенной площади полностью вырубается древостой, уничтожается живой почвенный покров, 40 % территории загрязняется нефтепродуктами, минерализованными водами и химреактивами. Шум машин, факела и присутствие людей отпугивают диких животных.

Эксплуатационные буровые площадки (кусты скважин) — наиболее опасные объекты нефтедобычи. Периодический слив в амбары смесей различных токсикантов делает содержимое амбаров непредсказуемым, а их саморекультивацию невозможной.

Строительство и эксплуатация скважин сопровождается уничтожением почвенного покрова на 80 %, загрязнением площадки нефтью, буровыми растворами и химреактивами на 40%. Фактические и нормативные размеры площадок совпадают редко: в среднем фактические площади кустов скважин в 2 раза превышают норматив отвода земель в постоянное пользование.

Отрицательное воздействие факелов распространяется на территорию в 3—4 раза превышающую площадь отвода. Это обусловлено потреблением кислорода, тепловым излучением, загрязнением атмосферы, растительности и почвы продуктами неполного сгорания УВ, окислами углерода, азота и серы и другими веществами. На площади влияния уничтожается древостой, замазываются и спекаются почвы.

На НПЗ из 1 т перерабатываемой нефти образуется до 7 кг нефтяного шлама, в котором содержится 20% нефтепродуктов.

Аварийные разливы нефти — наиболее серьезный фактор нарушения биоценозов и почв на прилегающих территориях. Деградационные изменения фитоценозов на участках умеренного загрязнения обратимы, и рекультивация почвы не требуется. Однако площади таких загрязнений составляют менее 5%.

Статистические данные отражают сведения о крупных разливах. Абсолютное большинство разливов нефти приво-

дит к необратимым повреждениям природных комплексов с накоплением больших масс загрязнителей. Так, например, на 18 пробных площадях АО «Юганскнефтегаз» содержалось 17 кг/м^2 остаточных нефтепродуктов. На большинстве площадей масса загрязнителя в переводе на 1 га колебалась от 103 до 409 т.

Наиболее токсична группа УВ с температурой кипения от 150 до 275 °С. УВ с более низкой температурой кипения менее токсичны, поскольку быстро испаряются, не успевая проникнуть в растительную ткань. Основная причина гибели растительности — нарушение кислородного обмена в системе «почва—растение». Этот вид загрязнений губителен для насекомых и червей. Нефть вытесняет кислород из почвы, поэтому вспашка загрязненной территории и посадка определенных видов растений является наиболее действенным приемом рекультивации.

При попадании в речные воды нефть и ее продукты могут растворяться в пределах 10—30 мг/дм³. При концентрации около 0,1 мг/дм³ погибает икра и молодь рыб, при 0,1—1,0 мг/дм³ погибает планктон, при 10—15 мг/дм³ погибает взрослая рыба.

Разливы минерализованных вод связаны с работой буровых установок, КНС заводнения нефтяных пластов, ЦПС, водоводов. Явные признаки солевого повреждения растительности наблюдаются при содержании ионов хлора в почвах свыше 0,1 %. На основной территории разлива наблюдается полная гибель фитоценозов.

Количество промышленных сточных вод высокой минерализации может достигать 3 м³ на 1 т добываемой нефти. Основной загрязнитель — хлориды, реже сульфаты, натрий, кальций и УВ. Эти же воды при заводнении скважин могут стать загрязнителями пресных горизонтов.

Бурение скважин связано с потреблением больших объемов воды. На 1 м проходки расходуется около 1,0 м³ воды, которая загрязняется токсичными веществами. Состав буровых сточных вод (БСВ) зависит от минералогического состава по-

род, солевых толщ и рассолов, применяемых реагентов. На многие вещества, используемые в бурении, нет методик определения ПДК в средах. Например, глинопорошков существует несколько десятков модификаций с различного рода щелочными и полимерными добавками. В составе растворов всегда применяют смазочные добавки, ПАВ, утяжеляющие реагенты и другие ингредиенты.

В отработанных буровых растворах (ОБР) содержатся такие элементы I и II классов опасности, как свинец, ртуть, фосфор, кадмий, цинк, медь, кобальт, содержание которых во много десятков раз превышает ПДК в воде. В составе БШ присутствует порода (60—80 %), органическое вещество (8—10 %), водорастворимые соли (6 %), нефть, утяжелители и др. При контакте БШ с атмосферными осадками происходит переход тяжелых металлов в водные растворы с миграцией этих токсикантов в поверхностные и грунтовые воды.

Сброс БСВ в природную среду недопустим, поэтому в процессе строительства скважин необходимо предусмотреть максимальную утилизацию этих вод. Наиболее экологически оправданным методом является переход на полностью или частично замкнутый цикл водообеспечения буровой.

Прошедшие обработку БСВ (центрифугирование, химическая коагуляция, электрокоагуляция) подаются в отстойники на 2—4 ч, осадок перекачивается в шламовый амбар для обезвреживания и утилизации.

Растительность на участках загрязнения отходами бурения погибает полностью.

6.7. Воздействие объектов нефтегазодобычи на геологическую среду

В настоящее время инструментально доказано, что аномальные изменения флюидного и температурного режимов осадочного чехла, локализованные сейсмопроявления и аварии на промыслах прямо или косвенно связаны с изменением напряженно-деформированного состояния (НДС) земной коры. Эволюция современной геодинамики земных недр позволяет по-

новому смотреть на многие природные явления и решать прикладные задачи нефтепромысловой геологии.

При рассмотрении динамики земной коры используют модель, которая включает в себя глобальную систему из 15 тектонических плит: Евразийская, Африканская и др. В наиболее активных сейсмических зонах плиты имеют меньшие размеры: Индийская, Аравийская и др. Основные геологические события происходят по границам тектонических плит. В тех местах, где плиты сталкиваются (зоны субдукции), развиваются большие тектонические напряжения, изменяется рельеф, формируются горы, происходит вулканическая деятельность, активизируются сейсмические события.

Изменение напряженно-деформированного состояния недр и как следствие изменение флюидного режима за счет движения земной коры подтверждается, комплексом наблюдений вблизи границы столкновения Евразийской и Аравийской тектонических плит. Как результат этого столкновения образовались молодые Кавказские горы. История геодинамического развития Кавказа связана с началом формирования в кайнозойе рифта в районе Красного моря. Динамическое влияние Аравийской плиты, которая движется в северо-восточном направлении, проявляется в горизонтальных сжимающих деформациях в пределах Кавказского и Каспийского регионов.

Характерно, что скорости спрединга в пределах рифта Красного моря и скорости сжатия в пределах Кавказа близки по величине и составляют 1,5—2,0 см/год. Тектоническая активность этой территории выражается в значительных горизонтальных (сжатие) и вертикальных (воздымание) движениях. Эта активность нашла свое отражение в морфологическом облике надвиговых структур и в избирательном распределении зон с аномально высоким пластовым давлением.

На территории Аравийско-Кавказского региона землетрясения проявляются с большой частотой (рис. 6.4). Глубина их очагов не превышает 10—15 км и находится в низах палеозойского фундамента. Практически все сильные землетрясения приурочены к зонам разломов. Механизм большинства землетрясений — сколы, то есть движения по пологим плоскостям.

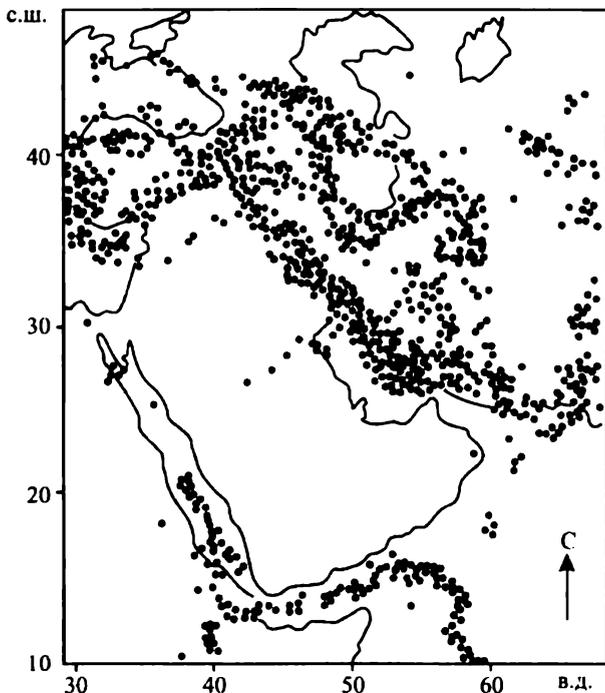


Рис. 6.4. Карта эпицентров сильных землетрясений (магнитуда 4,5) территории Аравийско-Кавказского региона за период 1961—1980 гг.

Современные геодинамические процессы в литосфере — это распространенные и мощные по энергетике природные процессы. Активность разломов на глубинах 2—5 км определяют существующие там относительные деформации $n \cdot 10^{25}$ и напряжения 10—20 МПа. Эти напряжения не всегда учитываются в расчетах надежности нефтепромысловых объектов и прочности обсадных колонн эксплуатационных скважин.

Энергия землетрясения — одна из главных физических характеристик сейсмического толчка. Переход от шкалы магнитуд Рихтера M к сейсмической энергии E осуществляется с помощью равенства

$$\lg E = 11,8 + 1,5M. \quad (6.1)$$

Так, магнитуде $M = 4$ соответствует энергия землетрясения $E = 6,3 \cdot 10^{10}$ Дж, магнитуде 8 — $6,3 \cdot 10^{17}$ Дж.

Флюиды, как наиболее подвижная компонента литосферы, чутко реагирует на движение земной коры и изменение НДС недр. Эта закономерность многократно подтверждена наблюдениями. Например, на месторождениях Терско-Каспийского прогиба максимальная добыча нефти совпала по времени с состоянием, когда весь Кавказский регион испытывал усилия сжатия со стороны Аравийской плиты. Подобная синхронность между максимумом добычи и состоянием сжатия земной коры наблюдалась на всех промыслах Кавказско-Каспийского региона (рис. 6.5).

После наблюдавшегося снятия в 1978 г. тектонического напряжения с горных пород пластовое давление в нефтегазовых залежах упало более чем на 25 МПа, в результате чего произошел резкий спад добычи нефти по всем нефтегазовым объединениям Каспийского региона. При этом наблюдалась миграция процесса спада добычи из Азербайджана в Дагестан и далее в Казахстан.

Совместный анализ геодезической и промысловой информации показал, что в пределах участков поднятий поверхности до 32 мм (состояние тектонического сжатия) добыча нефти имела тенденцию к увеличению. В пределах оседающих до 16 мм участков (ослабление усилий сжатия или состояние растяжения) наблюдалось резкое снижение добычи нефти.

К новому классу геодинамических явлений относятся техногенные (индуцированные, наведенные) тектонические движения. Такого рода явления, связанные с разработкой месторождений, зафиксированы во многих нефтегазовых бассейнах. Причиной подобных сильных геодинамических событий является комбинация нескольких факторов:

- длительный интенсивный отбор УВ, приводящий к изменению поля напряжений в резервуаре и его окрестности; замечено, что на газовых месторождениях сейсмическая активность проявляется раньше (через 2—16 лет), на нефтяных — позже (через 7—30 и более лет);

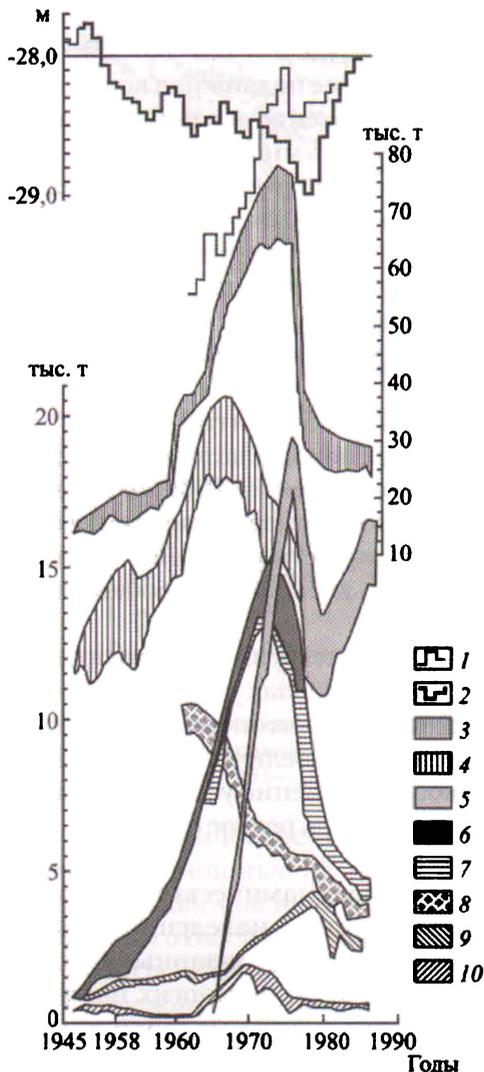


Рис. 6.5. Объемы добычи нефти из скважин разных месторождений Кавказско-Каспийского региона за 1946—1984 гг.:

1 — уровень подземных вод в скважине Астраханская; 2 — уровень Каспийского моря; 3—10 — добыча нефти: 3 — суммарная по региону; 4 — Азербайджан; 5 — Мангышлак; 6 — Туркмения; 7 — Туркменнефть; 8 — Азнефть; 9 — Эмбанефть; 10 — Дагестан

- наличие мощных тектонических напряжений, девиаторная составляющая которых может реагировать сильным откликом даже на малые техногенные воздействия (отбор—закачка флюида); техногенные сейсмические события с очагами в пределах резервуаров УВ не превышают по магнитуде 3,5 баллов;

- физико-механическая неоднородность продуктивного пласта, покрышки и вмещающих пород, в частности, существование различно ориентированных современных разломов в региональном поле напряжений; очаги землетрясений вне резервуаров УВ, которые контролируются разломами, предрасположенными к сдвиговым деформациям, характеризуются большей магнитудой — до 5,0 баллов.

К показателям техногенных событий и явлений, зарегистрированных на разрабатываемых месторождениях нефти и газа, относятся также деформационные события:

- осадки земной поверхности до 4 м и более, накопленные за счет длительного отбора флюидов;

- поверхностное разломообразование до 0,5 м, вызванное горизонтальным растяжением.

В процессе отбора УВ аномальные деформации земной поверхности происходят:

- при АВПД и высоких темпах их снижения;

- при наличии высокой пористости и сильной сжимаемости коллекторов и смежных пород;

- при относительно небольших глубинах залегания и значительной мощности продуктивных горизонтов;

- при наличии в многопластовых залежах размываемых флюидами пропластков.

Разработка месторождений в ряде случаев провоцирует техногенные землетрясения. При интенсивном отборе флюидов, а также при интенсивной закачке в пласт жидкости могут возникать сейсмические события. Техногенные сейсмособытия с очагами в продуктивной толще характеризуются магнитудой до 3,5, а с очагами выше или ниже пласта — до 4,5. На Старогрозненском месторождении в 1971 г. произошло земле-

трясение в 7 баллов с глубиной очага в 2,5 км в присводовой части залежи. Через несколько часов повторное землетрясение в 5 баллов было зарегистрировано на глубине 5 км. На территории Ромашкинского месторождения в 1986 г. зарегистрировано 15 землетрясений с глубиной очага до 10 км и силой в эпицентре в 5—6 баллов.

Положение очагов индуцированных землетрясений определяется разломами, которые предрасположены к сдвиговым деформациям. Спустя 15—20 лет после начала разработки месторождения часто происходит поверхностное разломообразование, которое особенно разрушительно по отношению к объектам обустройства нефтегазовых промыслов. При этом поверхностные трещины проникают на глубину до нескольких сот метров, а протяженность поверхностных разрывов порой составляет десятки километров.

Примеры типичных техногенных землетрясений, произошедших на нефтегазовых месторождениях, приведены в табл. 6.6.

До начала разработки залежи продуктивный коллектор находится под воздействием давления вышележающих горных пород. Внутрипоровое давление в залежи противостоит части горного давления. В процессе разработки залежи пластовое давление уменьшается, отчего уменьшается эффективный модуль деформации продуктивного пласта. В результате изменяется НДС вышележащего массива, продуктивного пласта и подстилающих пород. Порода-коллектор под действием веса вышележащего массива дает осадку, и эта осадка постепенно передается на дневную поверхность.

Интенсивные оседания земной поверхности наблюдаются на десятках разрабатываемых месторождений. На многих из них осадки поверхности составляют несколько метров. Например, на месторождении Уилмингтон (Калифорния) осадка поверхности составила 9 м, после чего город пришлось защищать от затопления дамбой. Дно Северного моря над месторождением Экофиск (Норвегия) просело настолько, что высота верхних строений эксплуатационных платформ над уровнем моря снизилась до критической. Компания была вынуждена провес-

Таблица 6.6. Параметры типичных техногенных землетрясений на нефтегазовых месторождениях

Название месторождения	Год начала разработки, год начала регистрации сейсмичности	Глубина разрабатываемой залежи, м	Глубина очага землетрясения, м	Магнитуда (число землетрясений)
Газовое месторождение Лак (Франция)	1957; 1969	3500—4500	2500—3500	4,2 (около 1000 за 10 лет)
Нефтяное месторождение Gobles (Канада)	1960; 1979	880	900	3,5 (480 за 5 лет)
Нефтяное месторождение Cogdel (США)	1949; 1974	2100	1900—2100	4,7 (20 за 11 лет)
Нефтяное месторождение Wilmington (США)	1926; 1947	760—1830	500	3,9
Нефтяное месторождение Долина (Украина)	1950; 1976	2500	2500—3000	6,0 (более 100 в 1976 г.)

ти дорогостоящую операцию по наращиванию опорных стоек нескольких платформ. Признаки оседания проявились также в форме разрушения обсадных колонн нескольких эксплуатационных скважин. На нефтяных месторождениях в районе озера Маракаибо (Венесуэла) опускание поверхности достигло 4 м и сопровождалось образованием системы трещин на земле шириной в десятки сантиметров и глубиной в несколько метров.

Исследования показывают, что осадка земной поверхности может превышать величину осадки продуктивного пласта за счет вовлечения в процесс сжатия соседних пород. Оседание может усилиться за счет эмиграции флюидов из смежных пластов-неколлекторов. Максимальные проседания происходят над участками залежи с высокими коллекторскими свойствами и наибольшими коэффициентами извлечения нефти. При этом случаются существенные горизонтальные смещения почвы, приводящие к деформациям инженерных сооружений.

Совокупное техногенное воздействие на земную кору десятков разрабатываемых месторождений в Казахстане, включая такие крупные как Тенгиз и Кашаган, может спровоцировать техногенные землетрясения и большие осадки поверхности суши и морского дна Каспия. Месторождение Тенгиз расположено на северо-восточном побережье Каспийского моря и является самым глубоким из освоенных крупных нефтяных месторождений. Открытое в 1979 г. оно располагает запасами нефти более 3 млрд т. Нефтяной пласт залегает на глубине более 4 тыс. м от поверхности и имеет мощность до 1600 м. Площадь месторождения в плане составляет 350 км². Экологические риски разработки возрастают оттого, что в основе проекта лежит закачка насыщенного сероводородом попутного газа обратно в продуктивные горизонты под высоким давлением.

Выполненные расчеты показывают, что разработка даже небольшой части месторождения Тенгиз вызывает заметную осадку земной поверхности. А разработка всей площади месторождения, соседствующего с Каспийским морем, может вызвать многометровую осадку территории промысла со всеми вытекающими негативными последствиями.

Активизация глубинных и поверхностных разломов, осадки и горизонтальные сдвиги, массовые локализованные сейсмоявления и аварии на нефтепромысловых объектах прямо или косвенно связаны с изменением напряженно-деформированного состояния земной коры, вызванным как глобальными процессами, так и разработкой месторождений. С этой точки зрения разработку крупных нефтегазовых месторождений следует проводить с максимальной осторожностью. Делать это можно только после оценки экологического и технического риска с учетом возможных последствий для размещенных в регионе промышленных объектов и населенных пунктов.

Увеличение нефтеотдачи

Много лет в технологии нефтедобычи используется заводнение энергетически истощенных пластов (вторичный метод добычи) как один из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи. При благоприятных физико-геологических условиях этот метод позволяет достичь коэффициента нефтеотдачи 0,7. Однако при заводнении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (высокая вязкость, малая проницаемость, неоднородность пластов) коэффициенты нефтеотдачи уменьшаются до 0,3 даже при увеличении кратности промывки до 5—7. При вязкости нефти более 25 мПа·с заводнение становится малоэффективным.

Баланс остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся в завершающей стадии разработки, превышает 50%. Эти запасы нефти не могут быть извлечены традиционными методами, поэтому нефтяники все более широко внедряют новые методы повышения нефтеотдачи пластов: гидродинамические; физико-химические; газовые и тепловые.

Полимерное заводнение пластов обеспечивает выравнивание вязкости (подвижности) пластовой нефти и вытесняющего агента. Этот прием увеличивает охват пласта гидродинамическим воздействием. Для этого в воде растворяется высокомолекулярный реагент — полиакриломид, который даже при малых концентрациях (0,01—0,1 %) повышает вязкость воды до 4 мПа·с.

Щелочное заводнение нефтяных пластов основано на взаимодействии щелочей (до 0,4% едкого натра, жидкого стекла и др.) с органическими кислотами в составе нефти. В результате образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз нефть—раствор.

Заводнение с углекислотой основано на том, что диоксид углерода, растворяясь в нефти, увеличивает ее объем и уменьшает вязкость, а растворяясь в воде, повышает ее вязкость. Таким образом, растворение CO_2 в нефти и воде приводит к выравниванию подвижности нефти и воды. При вытеснении высоковязкой нефти основным фактором, увеличивающим коэффициент вытеснения, является уменьшение вязкости нефти при растворении в ней CO_2 .

Мицеллярно-полимерное заводнение направлено на устранение капиллярных сил в заводненных пластах и вытеснение остаточной нефти. Метод основан на последовательной закачке мицеллярного и полимерного растворов, продвигаемых по пласту водой.

Мицеллярные растворы — это коллоидные системы, компонентами которых являются углеводородная жидкость и вода, стабилизированные масло- и водорастворимыми ПАВ. В качестве углеводородной жидкости (до 70%) применяют сжиженный газ, керосин, сырую легкую нефть. В качестве ПАВ (до 10%) применяют сульфонаты, фенолы и др. Этот метод позволяет практически полностью вытеснить из пористой среды нефть благодаря низкому межфазному натяжению на границе нефть—раствор. Обладая повышенной и регулируемой вязкостью, эти системы увеличивают охват пластов за счет сближения подвижностей нефти и вытесняющего ее флюида.

Вытеснение нефти паром и горячей водой используют в пластах с низкой температурой и с высокой вязкостью нефти. Пар нагнетают через паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Вокруг нагнетательной скважины образуется зона с температурой до 400°C, в которой происходит экстракция из нефти легких фракций и перенос их по пласту. Увеличение нефтеотдачи достигается за счет снижения вязкости нефти. В процессе нагнетания в пласт

с маловязкой нефтью воды при давлении 20 МПа и температуре 300 °С нефть растворяется в воде и практически полностью вытесняется из пористой среды.

Вибросейсмическое воздействие на призабойную зону добывающих скважин увеличивает нефтеотдачу истощенных пластов. Прохождение сейсмических волн через насыщающую пласт жидкость при достаточной их амплитуде может многократно увеличивать скорость фильтрации. Большинство флюидов в малопроницаемых коллекторах обладают пластическими свойствами. Главным эффектом воздействия упругих колебаний на пласт заключается в разрушении структуры вязкопластичных и вязкоупругих жидкостей, заполняющих поровое пространство продуктивного пласта. В результате пластовые флюиды переходят в другой реологический класс — класс ньютоновских жидкостей.

Микробиологическое воздействие на пласт для увеличения нефтеотдачи привлекательно с точки зрения простоты реализации и безопасности для окружающей среды. В пластовых условиях существуют аэробные и анаэробные микроорганизмы, которые используют остаточную нефть в качестве органического субстрата. При этом они продуцируют ряд веществ, увеличивающих нефтеотдачу: углекислоту, метан, жирные кислоты, спирты, биополимеры и др.

В настоящее время нет общепринятой классификации источников воздействия на геологическую среду.

Количественные показатели воздействий отражаются серией эколого-геологических карт. Картографирование проводится на основе кондиционных геологических и инженерно-геологических карт в комплексе с геокриологической съемкой. Цель проведения подобной работы состоит в определении фоновое состояния ГС, выявлении техногенных нарушений ГС, оценке направленности природных процессов. Изучаются почвы, водотоки, подземные воды, растительные сообщества. Широко применяются геофизические методы: электроразведка, сейсморазведка, гравиразведка, каротаж скважин, радиометрия.

Особое внимание уделяется радиогеохимическим исследованиям в районах проведения подземных ядерных взрывов. Изучают распределение природных радиоактивных элементов (U, Ra, Th, калий-40) и радионуклидов. Всего на территории СССР в мирных целях был проведен 121 ПЯВ, из них на территории России — 81 ПЯВ. Из общего числа 25 взрывов были выполнены на нефтяных и газовых месторождениях для интенсификации притоков УВ, при этом взрывы проводились как непосредственно в углеводородной залежи, так и ниже продуктивных отложений. Кроме того, 22 взрыва были выполнены для создания подземных емкостей хранения газа, 39 — с целью сейсмического зондирования.

Половина ПЯВ на объектах НГК приходится на Прикаспийскую нефтегазовую провинцию (в Казахстане 16, в России 15 взрывов). Эти взрывы проводились для создания подземных емкостей в отложениях каменной соли. Все емкости оказались заполненными радиоактивным рассолом, который по заколонному пространству скважин поступает в вышележащие водонасыщенные горизонты. Радионуклиды появляются в колодцах с питьевой водой, расположенных в нескольких километрах от подземных емкостей.

В последние годы стало понятно, что технология такого рода является безусловно опасной, так как формирует источник радиоактивного загрязнения недр. Такой источник является, по сути, неконтролируемым захоронением радиоактивных отходов, которые растворяются, выщелачиваются и в виде взвесей, механических примесей и аэрозолей вместе с пластовыми водами и углеводородами выносятся на поверхность, загрязняя промысловое оборудование, трубопроводы и территорию объектов добычи.

Потенциальные источники воздействия на ГС: буровые установки и скважины, нефтепроводы, объекты подготовки нефти и газа, склады ГСМ, объекты ППД, шламохранилища, объекты технической мелиорации, транспорт. Кущербообразующим воздействиям относятся землетрясения, оползни и селевые потоки, тектонические разломы, засоление, подтопление, просадки, газопылевые выбросы.

С началом разработки нефтегазовых месторождений происходит быстрое преобразование естественных процессов, которые устанавливались в течение миллионов лет. Скопление нефти и газа — это открытая динамическая система, которая охватывает огромное полупространство земной коры. Вскрытие этой системы даже одной скважиной — это своего рода провокация, наносящая на толщу горных пород несколько технологических ударов-воздействий: репрессия при проходке и вскрытии продуктивного пласта; депрессия при освоении и эксплуатации скважин.

Следует отметить, что приповерхностные инженерно-геологические и геокриологические условия, усиливают проявление техногенных геодинамических процессов.

Деформации и осадки (просадки) земной поверхности обнаруживаются лишь при достижении ими опасных значений по результатам влияния на объекты (слом скважин, смятие НКТ, порывы трубопроводов, деформация зданий, подтопление фундаментов). Начальные стадии таких процессов обнаруживаются по результатам специального мониторинга, который, как правило, не проводится.

Проекты разведки и обустройства месторождений, а также проекты строительства скважин на нефть и газ должны содержать раздел «Охрана окружающей среды» с указанием различных мер и средств защиты.

Охрана недр является одним из важнейших направлений деятельности нефтегазодобывающей промышленности. При нарушении технологической дисциплины производства работ бурение скважин и разработка месторождений вызывают значительное загрязнение недр.

Бурение скважин и добыча углеводородов всегда сопровождаются нарушением равновесного состояния земных недр, их загрязнением отходами производства и нефтепродуктами. В контрактах на разработку месторождений и в лицензиях на пользование недрами содержатся мероприятия по охране недр. Проходка скважины нарушает естественную разобщенность горных пород и создает возможность взаимодей-

ствия пластов между собой и с атмосферой. Нефть может попасть в водоносные пласты, и наоборот, пласт нефти может обводниться. Из-за катастрофических уходов промывочной жидкости в горные породы попадают применяемые в буровых растворах минеральные и органические вещества. Обсадные колонны следует цементировать до высоты, при которой исключается образование грифонов и заколонных проявлений.

Отбор нефти и газа из недр, а также нагнетание воды и других реагентов в продуктивные горизонты изменяют напряженно-деформированное состояние огромных массивов пород. А если при этом учесть, что большинство залежей приурочено к зонам тектонических напряжений, разломов и сдвигов, то становится понятной причинно-следственная связь между эксплуатацией месторождений и случаями техногенных, в том числе сейсмических проявлений.

Одно из таких проявлений — просадка земной поверхности, которая может достигать нескольких метров. Большие осадки дневной поверхности происходят при длительном отборе нефти, когда продуктивный пласт сложен мощной песчано-глинистой толщей. Отбор нефти вызывает значительное снижение порового давления в пласте и его вторичную консолидацию. По мере отбора нефти все возрастающую часть веса вышележащего массива воспринимает продуктивный пласт. Оседания земной поверхности наблюдаются, в частности, на крупных и длительно разрабатываемых месторождениях Западной Сибири.

Показательными примерами проседания пород при эксплуатации месторождений углеводородов являются:

- значительная просадка дневной поверхности над нефтеносным полем Уилмингтон в Калифорнии, из-за чего пришлось нарастить на 9 м береговые дамбы порта Лонг-Бич;
- образование впадины глубиной более 2,5 м и диаметром 60 км в пределах района добычи Хьюстон — Галвестон.
- опускание дневной поверхности на 6 см при истощении газового месторождения Лак (Франция). При этом наблюдавшееся опускание поверхности было корреляционно связано со скоростью падения порового давления в пласте.

На промыслах Экофиск в норвежской части Северного моря произошло непредвиденное погружение оснований стационарных буровых платформ более чем на 4 м, что привело к сокращению безопасного расстояния относительно уровня воды и волн. На борту прогиба вертикальное перемещение было наполовину меньше, но сопровождалось небольшим запрокидыванием. Уложенные на дне трубы, соединяющие платформы друг с другом и с материком, испытали повреждения и деформации: зависание над дном и горизонтальные изгибы.

Последовательные замеры зафиксировали опускание морского дна со скоростью 0,40 м в год. Уровень безопасности стал недостаточным, и металлические платформы пришлось поднимать на 6 м с помощью домкратов. Причина погружения морского дна заключалась в том, что нефтяная залежь мощностью более 300 м перекрывалась слоями недоуплотненных глин, в которых давление флюидов было аномально высоким и в два раза превышало гидростатическое давление. Флюидная фаза этих глин воспринимала геологическую нагрузку и препятствовала уплотнению их скелета.

Наиболее опасны горизонтальные смещения и неравномерные оседания земной поверхности, которые могут привести к авариям нефтегазопроводов и других инженерных сооружений. На нефтяном месторождении Инглвуд (Калифорния) образовавшиеся на поверхности горизонтальные смещения стали причиной деформаций и разрыва плотины Болдуин-Хилс.

Иногда разработка месторождений приводит к горизонтальным сдвигам горных пород. Этому явлению способствует наличие в разрезе глинистых слоев, играющих роль смазки для горизонтальных смещений вышележащих пластов. Горизонтальные смещения массивов приводят к срезанию обсадных колонн эксплуатационных скважин.

Механизм возникновения землетрясений при добыче нефти имеет много общего с механизмом возбужденной сейсмичности при строительстве крупных гидроузлов. Давно замечено, что в районах строительства крупных плотин возникает или усиливается сейсмическая активность.

Как показывают наблюдения, возбужденная сейсмичность возникает при наличии в массивах боковых тектонических напряжений, трещин и ранее существовавших разломов. О существовании в горных породах накопленной упругой энергии свидетельствуют большие горизонтальные напряжения тектонического происхождения. Например, на Талнахском рудном месторождении фоновые значения напряжений на 10—15 МПа выше напряжений, обусловленных весом вышележащих пород.

Причиной происходящих на месторождениях нефти и газа сейсмических событий может являться увеличение гидродинамического давления в процессе циркуляции промывочной жидкости или принудительного нагнетания воды в продуктивные пласты. В результате обжатия жидкостью скальных отделенностей пласты горных пород «разрыхляются», характер механического взаимодействия между отдельными блоками изменяется, сопротивляемость пород сдвигу снижается. Если при этом пласт накопил значительную потенциальную энергию деформаций и воспринимает значительные тектонические напряжения, то в какой-то момент он выходит из равновесного состояния, происходит резкая подвижка части массива.

Стартовым механизмом для начала подвижек является достижение предельного равновесия в большом объеме массива горных пород. Ранее накопленная упругая потенциальная энергия деформаций высвобождается, скачком переходит в кинетическую энергию — происходит сейсмическое событие. В качестве примера можно привести землетрясение с магнитудой 5,7, случившееся в 1983 г. с очагом на глубине 7—8 км на Кумдагском месторождении в Туркменистане.

Длительная закачка воды в глубокие горизонты вызывает изменение температурного состояния массива и, что неизбежно, — дополнительные деформации и напряжения. Для типичных по упругим и тепловым свойствам горных пород понижение температуры на 1 °С по реакции массива эквивалентно повышению давления воды в порах и трещинах на 0,7 МПа. Таким образом, нагнетание воды в глубокие горизонты вызывает возникновение дополнительных напряжений в горных

породах как за счет их охлаждения, так и за счет повышения порового давления. Два последних фактора следует рассматривать в ряду причин возбужденной сейсмичности.

Сейсмические события происходят и в результате отбора большой массы углеводородов и снижения гидростатической нагрузки на породы фундамента и кровли, находящихся в критически напряженном состоянии. Так на Ромашкинском месторождении, где продуктивные пласты залегают на глубине до двух километров, гипоцентры землетрясений находились в верхней части кристаллического фундамента на глубинах 3—5 км. В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции техногенно-индуцированные землетрясения достигали силы 7 баллов.

Территория газового месторождения Лак на юге Франции на протяжении нескольких веков оставалась несейсмичной. Через 10 лет после начала разработки месторождения из-за падения порового давления в пласте массив пришел в состояние повышенной сейсмической активности. Подобные ситуации встречаются и в других районах (например, Газлинское месторождение в Туркмении), где извлечение флюидов приводит массив в сейсмически неустойчивое состояние.

Таким образом, можно заключить, что разработка месторождений нефти и газа часто провоцирует землетрясения в районах добычи. Возникают они как при интенсивном отборе углеводородов, так и при закачке жидкости для поддержания пластового давления с целью повышения нефтеотдачи. Поэтому для предупреждения опасных событий при разработке месторождений следует проводить мониторинг напряженно-деформированного состояния массива и создавать специальную сеть сейсмических станций.

Изменение пористости продуктивного пласта может происходить как в сторону уменьшения, так и в сторону ее увеличения. При больших депрессиях на пласт происходит разрушение матрицы коллектора за счет выноса мелких глинистых, песчаных частиц и минералов, содержащих оксиды алюминия, кремния, кальция.

В процессе многолетней разработки месторождения добываемая нефть претерпевает качественные изменения: уменьшается содержание легких фракций; увеличивается вязкость, ухудшается качество (табл. 6.7). При высокой обводненности и больших градиентах в призабойной зоне происходит отмыв остаточной нефти со стенок пор, что увеличивает эффективную пористость коллектора.

Таблица 6.7. Динамика свойств и состава девонской нефти Ромашкинского месторождения по годам

Параметры нефти	1960 г.	1980 г.	2000 г.
Плотность, г/см ³	0,857	0,861	0,866
Вязкость, 10 ⁻⁶ м ² /с	16,56	21,88	27,20
Фракция до 100 °С, %	8,96	6,48	4,00
Содержание, %:			
серы	1,48	1,61	1,74
смола	17,62	18,26	18,9
асфальтенов	2,62	4,46	6,3
парафинов	3,66	4,33	5,00

Глава 7

ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ

7.1. Осложнения и аварии в процессе бурения скважин

Нарушение целостности стенок скважины

Осложнением называют нарушение нормального состояния скважины, сопровождающееся затруднением или полной остановкой бурения. В большинстве случаев при осложнениях бурение продолжается, но с более низкой скоростью. Иногда для возобновления бурения требуется проведение специальных работ в скважине (чистка, разбуривание, тампонирование, крепление и др.).

Осложнения в процессе бурения вызываются нарушением состояния скважины, выражающиеся в нарушении целостности стенок, поглощении бурового раствора, в нефте-, газо- и водопроявлениях, в сероводородной агрессии.

Вероятность перехода осложнений в аварию существует постоянно, причем процесс этот, как правило, быстротечен. Накопление шлама или осыпающейся породы, отложение рыхлой глинистой корки, вспучивание пород происходит медленно. В дальнейшем эти процессы приводят к прихвату бурового снаряда.

Обвал стенок скважины является самым распространенным видом осложнений, вызывающим прихваты бурового снаряда и обсадных труб. Нарушение целостности стенок скважины происходит в определенных геологических условиях при наличии пластичных, сыпучих, раздробленных и крутозалегающих пород, а также пород, разбухающих и расслаивающихся при механическом и физико-химическом воздействии буровых растворов.

В частности, нарушение целостности стенок вызывают **обвалы** или **обрушения**, которые происходят в результате

смачивания раствором глин, аргиллитов или глинистых сланцев. Обвалы и осыпи могут происходить в результате механического воздействия бурильного инструмента или действия тектонических сил. Характерными признаками появления обвалов являются: повышение давления в нагнетательной линии бурового насоса, прихваты бурильной колонны и обильный вынос кусков породы. Образование каверн затрудняет вынос шлама из-за уменьшения скорости восходящего потока промывочной жидкости.

Одна из основных причин, вызывающих нарушение целостности стенок, — достижение породами предельного напряженного состояния в приствольной зоне скважины. При внезапной потере промывочной жидкости уменьшается гидростатическое давление на стенки скважины, в результате чего последние обрушаются. Размыв и вязкопластическое течение соленосных толщ также ведут к потере устойчивости приствольной зоны.

Большое влияние на потерю устойчивости приствольной зоны оказывают гидродинамические процессы, протекающие при спускоподъемных операциях, а также импульсные колебания давления при бурении. С увеличением диаметра скважины устойчивость ее стенок снижается. Бурение с последующим расширением ствола обеспечивает более высокую устойчивость стенок, чем углубление сразу большим диаметром. Разрушение наклонных стволов происходит чаще, чем вертикальных скважин, поэтому с увеличением угла наклона скважины необходимо повышать плотность промывочной жидкости.

При прохождении монтмориллонитовых глин и аргиллитов происходит их **набухание**. За счет этого ствол скважины сужается, что приводит к затяжкам и прихватам бурильного инструмента. В случае прохождения высокопластичных пород и при недостаточном противодействии на эти пласты породы ползут, заполняя ствол скважины. Выдавливание глинистых или соляных пород в скважину вызывает деформацию кровли и подошвы пласта. Явление **ползучести** обуславливает смятие обсадных и насосно-компрессорных труб. Проявление пол-

зучести горных пород усиливается с ростом глубины бурения и увеличением температуры пород.

При проводке искривленных и наклонно-направленных скважин, когда велика площадь контакта бурильной колонны со стенками скважины, в стенках образуются **желоба**. Нижняя часть колонны при передаче крутящего момента и осевой нагрузки подвергается продольному изгибу, сжатию и кручению, приобретая форму пространственной синусоиды. Вращаясь, колонна касается стенок скважины вершиной полуволны, совпадающей с замковым соединением. В данном случае замковое соединение действует как фреза, делающая сечение скважины эллиптическим, овальным или еще более сложным по геометрии. В горизонтальных скважинах желоба возникают в процессе спускоподъемных операций. Желобообразование развивается постепенно с увеличением числа рейсов бурильного инструмента. В этих условиях возрастает опасность заклинивания инструмента. Для предупреждения этого процесса следует использовать предохранительные кольца и обеспечивать максимальную проходку на долото.

Для предупреждения и ликвидации последствий обрушений, набухания и ползучести горных пород следует использовать утяжеленные буровые растворы, обеспечивать высокие скорости проходки, не допускать длительного пребывания бурильной колонны в покое.

Еще один вид осложнений: во время прохождения соляных пород происходит их **растворение**, что является причиной кавернообразования. В подобных случаях следует применить один из следующих технологических приемов: форсировать режим бурения, насытить солью промывочную жидкость или применить безводные буровые растворы.

Специфика осложнений при сооружении скважин в криолитозоне обусловлена высокой чувствительностью многолетнемерзлых пород к нарушению теплового режима. Применение рецептур промывочных жидкостей, не соответствующих этим особенностям, приводит к деградации мерзлоты, разрушению стенок скважин, сужению ствола, обвалам, некачественному цементированию и смятию обсадных колонн.

Предупреждение и борьба с поглощениями бурового раствора

Поглощение буровых растворов является одним из самых распространенных видов осложнений при бурении скважин. Различают поглощения малой интенсивности (до $15 \text{ м}^3/\text{ч}$), средней (до $60 \text{ м}^3/\text{ч}$) и высокой интенсивности. Причиной возникновения поглощений могут быть как геологические факторы (трещины, каверны), так и технологические факторы (гидравлический разрыв пород).

Среди существующих методов предупреждения и ликвидации поглощений используются следующие: снижение гидростатического и гидродинамического давления на стенки скважины, изоляция поглощающего пласта специальными тампонажными растворами. Известно большое число рецептов тампонажных и быстросхватывающихся смесей. Наиболее простой состав смеси следующий: цементный раствор плотностью $1400 \text{ кг}/\text{м}^3$ и бентонитовый раствор плотностью $1200 \text{ кг}/\text{м}^3$ в соотношении 1 : 2.

В случаях катастрофических поглощений используется бурение без выхода бурового раствора с последующим спуском буровой колонны. В этом случае разбуриваемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с промывочной жидкостью. Для борьбы с поглощениями широко применяют **пакеры**, которые герметизируют или разобщают затрубное пространство при задавливании тампонирующих смесей в поглощающий интервал. Тампонажную смесь подают в скважину через спущенную в нее бурильную колонну или через отвод превентора.

Одним из наиболее эффективных способов ликвидации поглощений является применение **наполнителей**, которые или добавляют в циркулирующий буровой раствор, или проводят разовую закачку в зону поглощения порции специальной жидкости с наполнителем. Применяют наполнители волокнистые (обрезки нитей и др.) и зернистые (керамзит и др.).

Физико-химическая кольматация наряду с предупреждением поглощений при бурении снижает вероятность прихва-

та колонны из-за перепада давления и обеспечивает нормальные условия цементирования обсадной колонны.

Конец труб для закачивания тампонажных смесей устанавливается выше кровли поглощающего пласта с целью предотвращения прихвата. Если ни один из способов ликвидации поглощения не дает результата, то для обеспечения нормального процесса бурения скважину закрепляют обсадными трубами с цементованием затрубного пространства.

Газовые и нефтяные проявления

Нефть и газ могут выбросить из скважины буровой раствор, если пластовое давление высокое, а раствор имеет недостаточную высокую плотность. В таких случаях возникает нефтяной или газовый фонтан. Как правило, открытые фонтаны возникают там, где нарушается технология проводки скважин и применяется несоответствующее устьевое и противовыбросовое оборудование.

Основное число открытых фонтанов наблюдается на газовых месторождениях. Это объясняется недооценкой особенностей проводки скважин: газ постепенно насыщает циркулирующий буровой раствор мельчайшими пузырьками вместе с выбуренной породой, а также во время перерывов в бурении. При циркуляции пузырьки поднимаются и по мере уменьшения давления увеличиваются в размерах. В скважине начинается холодное кипение. При этом плотность раствора уменьшается настолько, что его столб не в состоянии противостоять пластовому давлению и происходит выброс. Для предотвращения выброса давление столба жидкости в скважине должно быть примерно на 10% выше пластового. При утяжелении глинистого раствора его вязкость должна сохраняться минимальной.

Для предотвращения начавшегося выброса скважина закрывается установленным в ее устье специальным противовыбросовым оборудованием (ОП). Это оборудование для герметизации устья скважины устанавливается на фланце кондуктора и состоит из универсального противовыбросового превентора, плашечных превенторов, задвижек и другой арматуры).

К блоку превенторов присоединяются линия глушения и штуцерная линия. *Штуцерная линия* переориентирует поток жидкости из скважины в резервуар для бурового раствора или в амбар для сжигания нефти. *Линия глушения* используется для подключения циркуляции утяжеленного бурового раствора.

Большинство газо- и нефтепроявлений приурочено к началу подъема колонны бурильных труб или к началу промывки после спуска бурильной колонны. Следует избегать компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами, так как амплитуда колебания давления при СПО зависит от величины зазора. При снижении расчетной плотности раствора более чем на $0,02 \text{ г/см}^3$ необходимо принимать меры по ее восстановлению.

К опасным видам осложнений относится приток высокоминерализованной воды (рапы). Общая минерализация рапы может достигать 600 г/л , плотность — 1360 кг/м^3 , температура на выходе из скважины 110°C . Рапа оказывает коррозионное воздействие на наземное оборудование, буровые и обсадные трубы, а также на цементный камень.

Для глушения флюидопроявления производится утяжеление раствора. Утяжеленный буровой раствор закачивается при пониженной подаче насоса, при этом следят за снижением давления на стояке. Когда правильно подобранный раствор глушения заполнит бурильную колонну, дойдет до долота, заполнит затрубное пространство и выйдет на устье скважины, скважина будет заглушена.

При угрозе выброса бурильщик поднимает колонну до выхода ведущей трубы из ротора и оставляет ее на весу, закрепив тормоз лебедки. Затем устье герметизируется превенторами, а скважинная жидкость через выкидные линии ОП направляется в циркуляционную систему.

При возрастании давления на устье открывается задвижка для фонтанирования скважины через отводы превентора. Поток газа направляется в сторону от буровой. Последующие работы по ликвидации фонтанирования проводятся по специальному плану.

В процессе бурения и эксплуатации скважин за пределами устья на поверхность по трещинам горных пород или по их контакту с обсадными трубами могут прорываться газ или нефть. Такие газо- и водопроявления называются грифонами. Грифоны и межколонные проявления возникают из-за некачественной изоляции высоконапорных пластов и зачастую вызывают гибель скважин. За всю мировую историю добычи углеводородов самой крупной аварией стал открытый выброс газа и конденсата на разведочной скважине в дельте реки Печоры. Шесть с половиной лет скважина ежедневно выбрасывала в атмосферу два миллиона кубометров газа и сотни тонн конденсата.

Во многих случаях в составе нефти и газа залежей с аномально высоким пластовым давлением содержится сероводород. Это сильный яд, который, попадая в легкие, соединяется с гемоглобином. Концентрация сероводорода 1 мг/л вызывает мгновенную смерть от паралича дыхательного центра. В условиях сероводородной агрессии происходит сульфидное растрескивание сталей и, как следствие, разрушение буровых, обсадных и насосно-компрессорных труб, устьевого и нефтепромыслового оборудования, разрушение цементного камня и ухудшение свойств буровых растворов.

При появлении в растворе на водной основе сероводорода необходимо добавлять в раствор ингибиторы коррозии, способные связывать серу в трудно растворимые соединения. В условиях сероводородной агрессии необходимо использовать оборудование, изготовленное из специальных сталей и тампонажные материалы, стойкие к воздействию сероводорода. Главное — все работы должны быть подчинены вопросам охраны труда и техники безопасности.

Аварии и чрезвычайные ситуации возникают на всех этапах обращения с нефтью. Любая авария на буровой опасна и дорого обходится нефтяной компании и природе. Расчетная вероятность открытого фонтанирования скважин оценивается в $1,7 \cdot 10^{-3}$.

Авариями в процессе бурения обычно называют потерю подвижности (прихват) спущенной в скважину колонны труб,

поломки, отвинчивание и оставление в скважине долота, забойного двигателя, частей колонн бурильных и обсадных труб, падение в скважину металлических предметов.

При бурении скважин турбобурами в скважинных трубах, заполненных буровым раствором, генерируются циклические возмущения давления с большой амплитудой. Это приводит к ударным и вибрационным нагрузкам на элементы бурового комплекса. В результате выходят из строя манифольды, разрушаются обсадные трубы, происходит отрыв турбобура. Аналогичные явления происходят при добыче нефти: при закрытии обратных клапанов, при запуске глубинных насосов давление может в 2—3 раза превысить рабочее давление. По статистике на одном нефтегазодобывающем предприятии ежегодно происходит до 30 случаев отрывов глубинных насосов. При этом помимо экономического наносится экологический ущерб в связи с утечкой нефти из разбираемых насосно-компрессорных труб.

Прихваты бурильных и обсадных колонн происходят по многим причинам:

- нарушение целостности ствола скважины, вызванной обрушением или течением пород;
- образование сальников на долоте, заклинивание колонн в желобах;
- оседание частиц выбуренной породы при прекращении циркуляции раствора;
- действие на буровую колонну прижимающей силы, возникающей вследствие перепада давления в скважине и в пласте;
- преждевременное схватывание тампонажного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов и др.

Для предотвращения заклинивания колонны в желобе следует устанавливать спиральный центратор. При наличии прихватоопасных интервалов необходимо в течение всего цикла бурения поддерживать в растворе необходимое содержание смазочных веществ.

Самым многочисленным типом аварий в группе прихватов являются прихваты бурового снаряда шламом. Количество шлама, его форма, степень измельчения зависят от свойств

пересекаемых пород, способов и параметров режима бурения и рецептуры очистных агентов. Недостаточная промывка ствола скважины в процессе бурения, а также после завершения рейса перед подъемом снаряда приводит к скоплению большого количества шлама, создающего пробки, сальники и последующие прихваты и затяжки.

Для предупреждения прихватов необходимо применять высококачественные глинистые растворы, обеспечивать их полную очистку и максимальную скорость восходящего потока. При вынужденных остановках необходимо расхаживать и поворачивать бурильную колонну через каждые 5 минут.

Следует предупреждать образование толстых фильтрационных корок на проницаемых стенках скважин, так как это способствует появлению затяжек и посадок колонны труб. Во избежание подобных осложнений следует осуществлять кольматацию проницаемого интервала специальной твердеющей смесью.

При использовании утяжеленного глинистого раствора необходимо применять профилактические добавки ПАВ, нефти, графита. Утяжелять раствор следует при вращении бурильной колонны.

Затяжки и небольшие прихваты ликвидируются расхаживанием и проворачиванием бурильной колонны. Для освобождения прихваченных колонн и устранения заклинивания долота в карбонатных глинистых породах применяют кислотные ванны. Если колонна прихвачена в отложениях солей, применяют водяные ванны. В других случаях прихваты устраняют нефтяными ваннами или при помощи сплошной промывки нефтью. Прихваты вследствие заклинивания колонны с наибольшим эффектом устраняют с помощью вибраторов, взрыва шнурковых торпед малой мощности и др.

Перед началом работ по ликвидации прихватов определяют верхнюю границу прихвата бурильной колонны, используя известное уравнение Гука: определяют удлинение свободной части колонны при заданном растягивающем усилии, превышающем собственный вес колонны. Расчет верхней границы прихвата строится на подтвержденном практикой факте: каж-

дые свободные от прихвата 1000 м труб при натяжении с усилием, превышающим их собственный вес на 200 кН, удлиняются в зависимости от диаметра на 20—35 см.

Если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, ее оставляют и обходят стороной, используя методы наклонного бурения.

На рис. 7.1 приводится пример разрушения скважины на газовом месторождении во Франции в 1987 г. При бурении скважина пересекла на глубине 2440 м сброс в слоях песчаника и консолидированных глин, в которых горизонтальные напряжения превышали по своей величине вертикальные напряжения. Длина участка пересечения сброса составила 60 м. При пересечении сброса скважина бурилась с продувкой воздухом. Во время прохождения интервала сброса произошло образование больших каверн. В пластах вокруг скважины горное и поровое давления резко снизились. Под действием градиента давления в движение были вовлечены крупные куски пород, обвалы пород из выработанных каверн, начались прихваты бурильного инструмента. После этого пришлось перейти на бурение с промывкой забоя утяжеленным глинистым раствором с плотностью 1650 кг/м³.

Цементирование обсадной колонны диаметром 10³/₄ дюймов проходило в трудных условиях. При достижении скважиной глубины 5250 м в нее спустили колонну насосно-компрессорных труб. К этому времени из продуктивного горизонта газового коллектора вдоль зацементированного затрубного пространства газ проник в породы сброса. Это привело к появлению в породах сброса большого порового давления, значительно превышающего первоначальное гидростатическое давление. Далее сработал эффект домкрата, и произошли подвижки пород. Когда в скважине было создано атмосферное давление, давление флюидов в сбросе раздавило обсадную колонну, а также колонну насосно-компрессорных труб.

Поломка долот происходит при чрезмерных нагрузках и передержках их на забое. Чаще всего происходит поломка подшипников шарошек. При этом забойный двигатель перестает принимать нагрузку, а при роторном бурении начинается вибрация и заклинивание колонны.

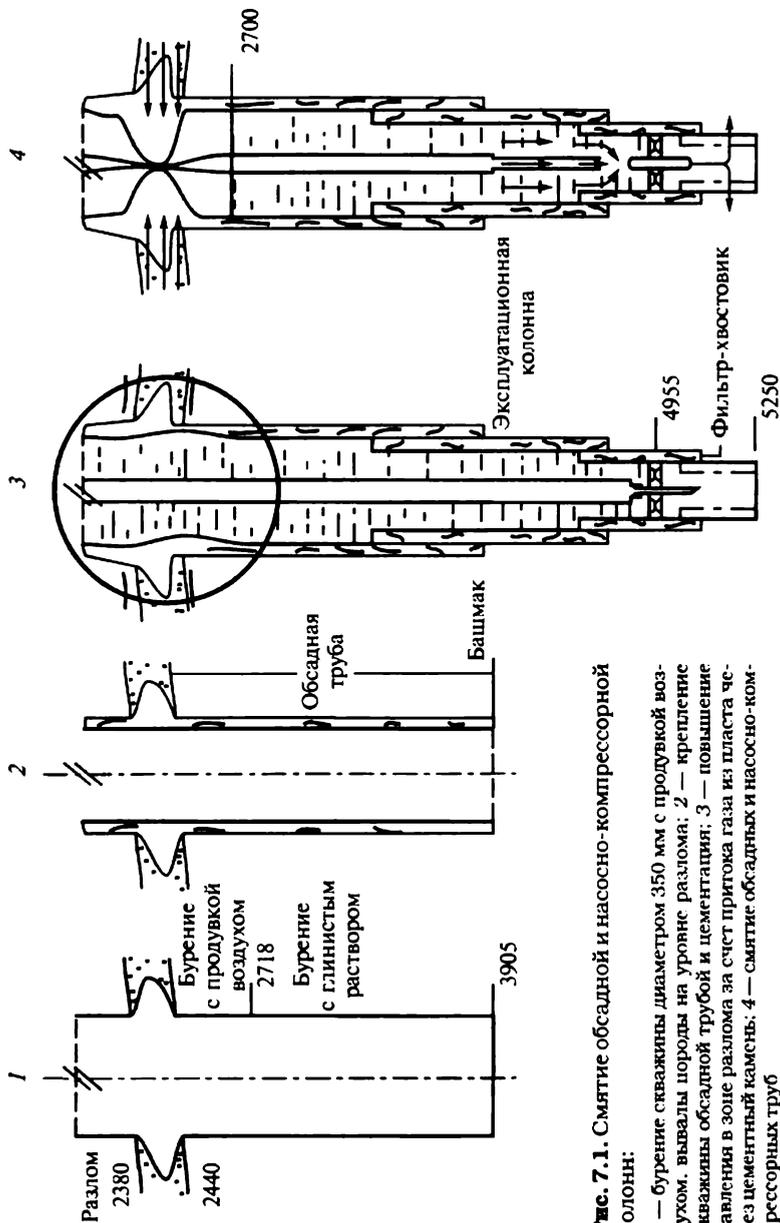


Рис. 7.1. Снятие обсадной и насосно-компрессорной колонны:

1 — бурение скважины диаметром 3905 мм с продувкой воздухом, вывалы породы на уровне разлома; 2 — крепление скважины обсадной трубой и цементация; 3 — повышение давления в зоне разлома за счет притока газа из пласта через цементный камень; 4 — снятие обсадных и насосно-компрессорных труб

Одним из самых тяжелых видов аварий является падение бурильной колонны в скважину, которое происходит при обрыве талевого каната, открытии нагруженного элеватора при резкой посадке на ротор, при ударах колонны о выступы на стенках скважины.

Для ловли и захвата и удаления оставшейся в скважине колонны труб, для извлечения из скважины канатов, кабелей и других предметов применяют ловильный инструмент: метчики, колокола, ловители.

7.2. Гидравлический разрыв пласта при бурении

При проектировании и осуществлении буровых работ важно понимать механизм образования и роста трещин в горных породах. Это знание позволяет управлять процессами разрушения горных пород и оптимизировать эти процессы.

Использование в расчетах на прочность классических критериев разрушения, основанных на испытаниях горных пород на сжатие, растяжение и сдвиг, не всегда отражает реальные процессы разрушения. Это объясняется другими механизмами разрушения, связанными с хрупким распространением трещин в породах.

Хрупкое разрушение скальных пород начинается при сравнительно малых пластических деформациях. Это разрушение начинается практически сразу после завершения упругой деформации и характеризуется высокой скоростью протекания процесса.

Процесс разрушения состоит из двух последовательно протекающих стадий: зарождения трещины и роста трещины. Условие полного разрушения горной породы предполагает необходимость распространения трещины, зародившейся в одном ее элементе, на соседний элемент. Микротрещина должна преодолеть границу структурного зерна, поэтому для начала разрушения необходимо намного большее напряжение, чем для его распространения. Иначе говоря, существует некоторое барьерное напряжение, которое следует преодолеть, чтобы распространение трещины началось.

Начало разрушения обусловлено высокими локальными растягивающими или сдвиговыми напряжениями и деформациями в вершинах трещин, которые являются местами концентрации напряжений. В хрупком материале невозможно измерить точные размеры трещины и радиус кривизны в ее вершине (рис. 7.2).

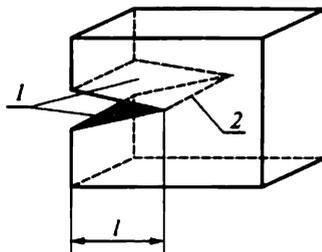


Рис. 7.2. Трещина отрыва в массиве горной породы:

1 — стенки (берега) трещины; 2 — вершина (фронт) трещины

Механизм разрушения тела с трещиной происходит следующим образом: с увеличением нагрузки начальная длина трещины не изменяется, пока нагрузка не достигнет некоторого предельного значения. После этого начинается самопроизвольный процесс развития трещины без увеличения внешней нагрузки. Это означает, что для завершения процесса разрушения материала достаточно той упругой энергии, которая была запасена в окрестности трещины. При этом интенсивность высвобождения энергии растет вместе с увеличением длины трещины.

Быстрому росту трещины в горной породе, как в любом другом хрупком материале, предшествует ее медленное докритическое развитие. На докритической стадии процесса разрушения трещина распространяется с небольшой скоростью — первые миллиметры в час. После достижения критического размера скорость самопроизвольного распространения трещины в хрупком материале увеличивается на несколько порядков и может составить 0,7 от скорости звука в данном материале. В стекле трещина распространяется со скоростью 1,5 км/с, в металле — до 3,0 км/с, в алмазе — почти 8 км/с.

Анализ напряженного состояния материала около вершины трещин показывает, что величины напряжения зависят от

геометрии и размеров тела, длины трещины, схемы приложения и величины внешних нагрузок. Все эти факторы могут быть учтены коэффициентом интенсивности напряжений K . Величина напряжений у вершины трещины прямо пропорциональна значению этого коэффициента. Размерность этого коэффициента — $H/м^{3/2}$.

Для каждого типа трещин и каждого материала существует критическое значение коэффициента интенсивности напряжений K_C , по достижении которого начинается рост трещины.

Критерий разрушения материала (развития трещины) при деформации отрыва записывается в следующем виде:

$$K_I = K_{IC}. \quad (7.1)$$

За параметром K_C закреплен термин *вязкость разрушения*. При выполнении условия (7.1) трещина начинает распространяться, так как интенсивность напряжений достигает критического значения материала K_{IC} .

Вязкость разрушения K_{IC} для разных материалов имеет следующие значения ($H/м^{3/2}$):

Хрупкие горные породы	$(0,6—3,5) \cdot 10^6$
Стекло	$(0,3—0,6) \cdot 10^6$
Металлы	$(15—180) \cdot 10^6$

Для конкретных разновидностей осадочных пород вязкость разрушения K_{IC} имеет значения ($H/м^{3/2}$): песчаник — $0,86 \cdot 10^6$; известняк — $0,35 \cdot 10^6$.

Для того чтобы неподвижную трещину в нагруженном теле вывести из состояния равновесия необходимо или увеличить нагрузку, или уменьшить энергию разрушения материала. Для устойчивой трещины малому приращению нагрузки соответствует малое приращение длины трещины.

Давление промывочной жидкости в скважине нельзя увеличивать неограниченно и бесконтрольно. При некотором значении давления в скважине $p_{c \max} = p_{гр}$ в горной породе может произойти раскрытие существующих или образование новых

трещин. Это явление называется *гидравлическим разрывом* горных пород. Гидроразрыв пород широко используется как технологический прием для увеличения притока к скважине в процессе извлечения нефти из пласта. Однако гидравлический разрыв горных пород, возникающий в процессе бурения, — явление вредное и его появления допускать нельзя.

Внешне в процессе бурения гидроразрыв пласта проявляется как резкое увеличение поглощения бурового раствора скважиной при превышении в ней определенного давления $p_{гр}$. При нагнетании в скважину жидкости с постоянным расходом происходит разрыв пласта, сопровождаемый характерным изменением давления в скважине. Вначале давление монотонно растет до некоторого значения $p_{гр}$, затем в момент наступления гидроразрыва давление скачком снижается. Наблюдения показывают, что в большинстве случаев скачок давления отсутствует, на основании чего можно заключить, что при гидроразрыве в основном раскрываются существующие трещины.

Гидравлический разрыв происходит при возникновении на стенках скважины растягивающих напряжений, превосходящих предел прочности горной породы на растяжение σ_p . Горные породы в земной коре находятся в условиях всестороннего неравномерного сжатия. В результате силового гидростатического воздействия на стенки скважины бурового раствора в первую очередь растягивающими могут стать тангенциальные напряжения. В таком случае возникают вертикальные гидравлические разрывы горной породы: 1 — на участке вертикального ствола скважины; 4 — на участке горизонтального ствола скважины (рис. 7.3).

Чаще всего первичные гидравлические разрывы происходят в радиальных плоскостях, проходящих через ось скважины.

Для предупреждения вертикального гидравлического разрыва и возникновения в процессе бурения вертикальных трещин необходимо, чтобы выполнялось условие:

$$p_{с\max} < p_{гр} = \sigma_p + 2\xi p_r, \quad (7.2)$$

где ξ — коэффициент бокового распора горной породы; p_r — горное (геостатическое) давление на рассматриваемой глубине z .

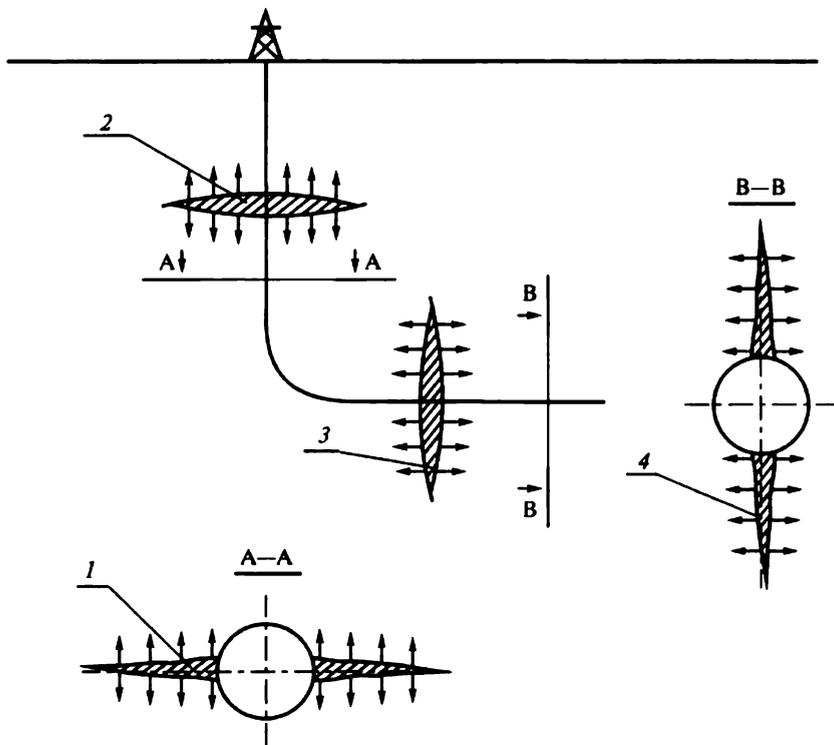


Рис. 7.3. Схемы образования трещин гидравлического разрыва в массиве горных пород на вертикальном участке ствола скважины 1, 2 и на горизонтальном участке ствола скважины 3, 4:

1 — вертикальная трещина; 2 — горизонтальная дискообразная трещина; 3 — вертикальная дискообразная трещина; 4 — вертикальная трещина

При регулировании давления в скважине посредством изменения плотности промывочной жидкости (бурового раствора) $\rho_{p \max}$ условие предупреждения *вертикального гидравлического разрыва* пород (7.2) принимает следующий вид:

$$\rho_{p \max} < (p_{гр} - \Delta p) / gz. \quad (7.3)$$

где Δp — величина технологического колебания давления в скважине.

После образования вертикальных трещин и фиксации их раскрытия буровым раствором боковое (горизонтальное) гор-

ное давление в прискважинной зоне увеличивается. После того как оно сравнивается с полным (геостатическим) горным давлением или превзойдет его (главное вертикальное напряжение станет минимальным), гидравлический разрыв может происходить за счет образования горизонтальных дискообразных трещин.

В естественных условиях в породе имеются системы мелких трещин, закрытых горным давлением, которые после снятия или компенсации горного давления раскрываются. Любая из существующих в горной породе горизонтальных трещин 2 также может служить началом трещины гидравлического разрыва (см. рис. 7.3), если давление бурового раствора в скважине превысит некоторую критическую величину.

Расчет на прочность, предлагаемый механикой хрупкого разрушения, включает в себя три момента:

- определение размера и положения опасной трещины;
- определение коэффициента интенсивности напряжений K_I на фронте трещины с учетом напряжений технологического и эксплуатационного происхождения;
- выбор критерия локального разрушения K_{IC} на фронте трещины и отыскание предельного состояния, которое соответствует началу гидравлического разрыва горной породы.

Для хрупких горных пород критические значения коэффициента интенсивности напряжений K_{IC} имеют значения $(0,3—3,5) \cdot 10^6 \text{ Н/м}^{1,5}$, для металлов — $(15—180) \cdot 10^6 \text{ Н/м}^{1,5}$.

С помощью названных трех положений механики хрупкого разрушения получено выражение для определения давления в скважине p_c , при котором возникает гидравлический разрыв за счет развития горизонтальной дискообразной трещины с известным радиусом a :

$$p_c = p_{cp} = p_r + \frac{\sqrt{\pi} K_{IC}}{2\sqrt{a}}, \quad (7.4)$$

где p_r — горное давление на глубине расположения трещины.

Здесь предполагается, что давление бурового раствора симметрично приложено к верхней и нижней стенкам трещины,

постоянно по длине трещины и равно давлению раствора в скважине.

Из последней зависимости следует, что давление горизонтального гидравлического разрыва пород превышает местное горное давление на некоторую величину, зависящую от размера трещин и прочностных свойств пород. Для больших глубин залегания и трещин большой протяженности вклад второго слагаемого в общее разрывающее давление невелик.

Решение (7.4) справедливо для случая гидравлического разрыва, когда скважина подсекает отдельную *горизонтальную трещину*. В результате гидроразрыва трещины увеличивают свою протяженность, разрастаются, увеличивают свое раскрытие и соединяются друг с другом.

7.3. Потери нефти и нефтепродуктов из резервуаров

При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах потери происходят в результате негерметичности сварных швов, утечек через свищи, уноса при дренировании подтоварной воды, а также в результате испарения и последующего вытеснения паровоздушной смеси в атмосферу.

Процесс испарения с поверхностного слоя в резервуарах происходит при любой температуре. В герметичном резервуаре испарение происходит до тех пор, пока его газовое пространство (ГП) не будет насыщено углеводородами до концентрации насыщенных паров. Давление насыщенных паров летом больше, чем зимой, поэтому в теплое время года в атмосферу вытесняется более насыщенная углеводородами паровоздушная смесь.

Потери от испарения неизбежны даже из герметичных резервуаров. В зависимости от механизма попадания паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу различают потери от «больших дыханий», потери от «малых дыханий» и потери от вентиляции.

Потери от «больших дыханий» происходят при операциях заполнения-опорожнения. При отборе нефтепродукта из ре-

зервуара объем ГП увеличивается, давление в нем падает, и через дыхательный клапан в резервуар подсасывается атмосферный воздух. Это приводит к снижению концентрации углеводородов в ГП и интенсификации процесса испарения. При последующем заполнении резервуара насыщенная углеводородами смесь вытесняется в атмосферу.

Если принять плотность паров нефти 2 кг/м^3 , концентрацию насыщенных паров нефти в летнее время 30%, то за одно полное опорожнение и последующее заполнение резервуара РВС 5000 в атмосферу попадает около 3 т легких фракций нефти.

Потери от «малых дыханий» обусловлены суточными колебаниями температуры и атмосферного давления. В ночное время температура наружного воздуха и смеси в ГП резервуара уменьшается, что приводит к снижению давления в нем. Как только вакуум достигает определенной величины, срабатывает клапан, и внутрь резервуара поступает атмосферный воздух. От этого процесс испарения интенсифицируется.

В дневное время давление в ГП резервуара увеличивается. Как только оно достигнет определенной величины, срабатывает клапан давления, и паровоздушная смесь вытесняется в атмосферу. Для рассмотренного выше примера за одно «малое дыхание» в атмосферу попадает около 100 кг легких фракций углеводородов. За год общие потери от «малых дыханий» могут быть очень большими.

Годовые потери от вентиляции ГП при наличии только двух отверстий площадью по 1 см^2 в крыше или корпусе составляют около 1,5 т. С целью предотвращения утечек из резервуаров последние периодически подвергаются гидравлическим испытаниям. При обнаружении свищей и запотевающих участков корпуса резервуар выводят из эксплуатации для ремонта.

Сокращение потерь от испарения достигается применением следующих методов:

- уменьшение объема ГП резервуара;
- уменьшение амплитуды колебаний температуры ГП резервуара;
- улавливание паров углеводородов, вытесняемых из резервуара (рис. 7.4).

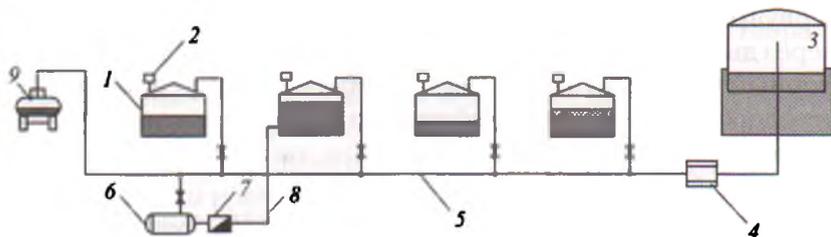


Рис. 7.4. Газоуравнительная система:

1 — резервуар; 2 — дыхательный клапан; 3 — газгольдер; 4 — регулятор давления; 5 — сборный газопровод; 6 — конденсатосборник; 7 — насос для откачки конденсата; 8 — конденсатопровод; 9 — транспортная емкость

Для уменьшения объема ГП применяют понтоны и плавающие крыши. Для уменьшения колебаний температуры резервуары покрывают тепловой изоляцией и окрашивают в светлые тона. Простейшим средством улавливания паров, вытесняемых из резервуаров, является газопровод, соединяющий ГП резервуаров. Газовая обвязка сокращает объем «дыхания» (потери) в тех случаях, когда при заполнении одного резервуара другой опорожняется.

Скорость испарения УВ из резервуаров хранения нефти зависит от упругости паров, фракционного состава и температуры. На 1 т закачиваемой в резервуар РВС-2000 нефти потери в летнее время составляют около 1,1 кг. Для ДНС эти потери составляют до 80 т/год.

Все операции необходимо проводить при максимальной герметизации рабочей зоны с сокращением числа перекачек, при поддержке максимального наполнения резервуаров. К специальным мероприятиям относят уменьшение объема газового пространства, применение газоуравнительных систем и установок по улавливанию УВ, использование отражательно-тепловой защиты от солнечной радиации (снижение на 50%), применение плавающих крыш и понтонов, заглубление резервуаров в грунт.

7.4. Гидравлический удар в нефтепроводах

Процессы течения, в которых характеристики потока изменяются с течением времени, называются неустановившимися (нестационарными). Неустановившиеся режимы течения нефти наблюдаются при пусках и остановках нефтепровода, включении или отключении дополнительного агрегата на головной или промежуточной НПС, полном или частичном открытии задвижки, переключении резервуаров, сбросе или подкачке нефти, при разрыве трубопровода.

При резком закрытии или открытии задвижки, включении или отключении насоса происходит резкое торможение или ускорение потока, сопровождающееся таким опасным явлением, как гидравлический удар (рис. 7.5).

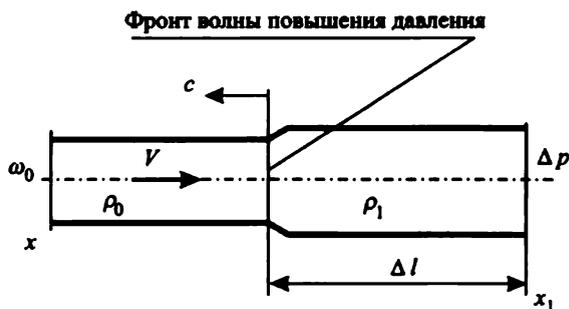


Рис. 7.5. Схема возникновения волны повышения давления из-за торможения потока

Скорость распространения волн гидравлического удара в стальных нефтепроводах достигает 1000 м/с, а изменение скорости течения на 1 м/с вызывает изменение давления в трубе на 0,9 МПа. С подобной разрушительной силой гидравлического удара необходимо считаться.

Рассмотрим течение нефти с плотностью ρ_0 , скоростью V в трубе длиной L с площадью сечения ω_0 . Пусть в некотором сечении x_1 живое сечение потока быстро перекрывается задвижкой, и возникает резкое торможение потока, в результате чего скорость течения изменяется на величину ΔV . При этом слои идущей сзади жидкости поочередно тормозятся и сжимают

слои жидкости, идущей впереди. При этом давление возле задвижки возрастает на величину Δp , плотность жидкости увеличивается на величину $\Delta \rho$, площадь сечения трубы также возрастает на $\Delta \omega$ (см. рис. 7.5). При этом волна повышения давления (фронт возмущения) распространяется вверх по потоку с некоторой скоростью $c = \Delta l / \Delta t$, где Δl — отсек трубы, в котором за время Δt жидкость остановилась, а давление и диаметр трубы увеличились.

Используя теорему об изменении количества движения (теорему импульсов), можно получить следующую формулу, которая носит имя Н. Жуковского:

$$\Delta p = \rho_0 \Delta V c. \quad (7.5)$$

Эта формула гласит, что всякое принудительное изменение скорости течения в трубе вызывает пропорциональное изменение давления в потоке жидкости.

Величина c определяет собой скорость распространения волн возмущения в трубопроводе с упругими параметрами нефти и трубы:

$$c = \sqrt{\frac{K/\rho}{1 + (D/\delta) \cdot (K/E)}}, \quad (7.6)$$

где K — модуль упругости нефти, среднее значение которого $1,2 \cdot 10^3$ МПа; E — модуль Юнга материала трубы; для стали $E = 2 \cdot 10^5$ МПа.

Это выражение определяет скорость звука (скорость ударной волны) в потоке жидкости. В жестком трубопроводе скорость ударной волны равна:

$$c = \sqrt{\frac{K}{\rho}}. \quad (7.7)$$

Формула Жуковского справедлива для случая прямого гидравлического удара, когда перекрытие живого сечения потока происходит достаточно быстро: $T_{\text{закр}} \leq 2L/c$.

В случае непрямого гидравлического удара, когда поток перекрывается медленно ($T_{\text{закр}} > 2L/c$), давление в трубе повышается на величину:

$$\Delta p = \frac{2\rho LV}{T_{\text{закр}}}. \quad (7.8)$$

Волны гидравлического удара могут распространяться на значительные расстояния, постепенно затухая за счет диссипации механической энергии. Наибольшую опасность волны повышенного давления представляют для участков вблизи перекачивающих станций и в наиболее низких сечениях трубопровода. На линиях всасывания НПС применяют специальные гасители гидравлического удара на случай, когда станция внезапно отключится и давление перед ней начнет повышаться.

При отключении перекачивающей станции или агрегата на ней вниз по течению распространяется волна разряжения, отчего в вершинах профиля трубы могут образоваться пустоты и временные перевальные точки. Пустоты способны разрастаться и переходить в самотечные участки. Волны снижения давления также могут вызывать опасные последствия. В наиболее высоких сечениях МН могут возникать парогазовые скопления, которые уменьшают расход перекачки и вызывают вибрацию трубы.

При включении отвода к промежуточной нефтебазе от места врезки отвода вверх и вниз по потоку распространяются волны разряжения, которые могут разорвать столб жидкости и превратить напорное течение в безнапорное.

Сказанное относится также к случаям перекачки газового конденсата и широкой фракции углеводородов, упругость насыщенных паров которых составляет от 0,3 до 3,0 МПа. Любое резкое снижение давления в таких трубопроводах приводит к образованию множественных парогазовых полостей, при исчезновении которых возникают мощные гидравлические удары.

7.5. Утечки нефти и газа через отверстия в трубе

Классификация методов контроля утечек

Появление утечек сопровождается целым рядом изменений физико-технического состояния трубопровода и пространства вблизи места их появления. Возникает характерный акустический шум, изменяются давление и скорость потока, потребляемая мощность перекачивающих агрегатов. Ощущается загазованность над поверхностью трассы. Изменяются температура, магнитное поле и электропроводность грунта в зоне выхода продукта из трубопровода. В этой связи существует большое число систем эксплуатационного контроля технического состояния трубопровода.

Общие требования к системам обнаружения утечек и дефектов: точность обнаружения малых повреждений; оперативность обнаружения крупных утечек; окупаемость затрат системы контроля.

Среди большого числа методов обнаружения утечек к наиболее эффективным относятся методы постоянного контроля. Из этой группы можно выделить метод математического моделирования гидравлического состояния трубопровода — непрерывное сравнение измеренных гидравлических параметров со значениями, смоделированными в реальном времени с помощью ЭВМ. В случае расхождения значений утечка имеет место, а ее размер и координата определяются расчетным путем.

Существуют различные методы контроля утечек.

Методы статического контроля осуществляется на трубопроводах, временно остановивших перекачку. Перекрываются задвижки на определенном участке и в течение 15 мин наблюдают за изменением в нем давления. Этот метод позволяет фиксировать утечку $0,6 \text{ м}^3/\text{ч}$. Недостатком метода является невозможность фиксации места повреждения.

Физические методы контроля: изменение давления или расхода перекачиваемого продукта; акустической эмиссии; магнитной дефектоскопии; радиационный; визуальный; трасирующих газов и др.

Рассмотрим установившееся истечение жидкости плотностью ρ при постоянном напоре H в атмосферу через малое от-

верстие площадью ω в днище резервуара (рис. 7.6). Отверстие считается малым, если его диаметр $d < 0,1H$.

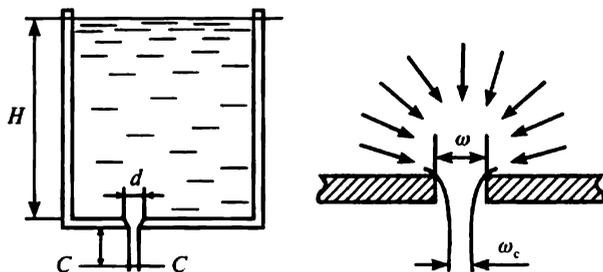


Рис. 7.6. Сжатое сечение струи жидкости на выходе из отверстия

Частицы жидкости не могут двигаться по изломанным траекториям, имеющим угловые точки. Траектории частиц жидкости по мере их приближения к отверстию плавно искривляются. Наибольшее искривление испытывают траектории тех частиц, которые подходят к отверстию вдоль стенки резервуара или трубы. В местах искривления траектории возникает центробежная сила, направленная внутрь струи, в результате чего живое сечение струи постепенно уменьшается до некоторой минимальной величины ω_c . Это сечение, которое называют *сжатым сечением*, отстоит от плоскости отверстия примерно на расстоянии одного диаметра d . Ниже этого сечения жидкость какое-то время движется в виде компактной струи, затем струя насыщается воздухом, начинает дробиться и теряет компактность.

Величина отношения

$$\varepsilon = \omega_c / \omega \quad (7.9)$$

называется *коэффициентом сжатия* струи.

Все потери напора сосредоточены в плоскости отверстия, которое является местным сопротивлением. Скорость жидкости в сжатом сечении определяется из выражения

$$U = \varphi \sqrt{2gH}, \quad (7.10)$$

где φ — коэффициент скорости, учитывающий все местные сопротивления при истечении жидкости; H — напор, под действием которого происходит истечение:

$$H = z + \frac{p}{\rho g}, \quad (7.11)$$

где p — избыточное давление в резервуаре; z — уровень жидкости над отверстием (геометрический напор).

Расход жидкости через отверстие равен произведению скорости струи на площадь ее сжатого сечения:

$$Q = \omega \mu \sqrt{2gH}, \quad (7.12)$$

где $\mu = \varepsilon \varphi$ — коэффициент расхода.

По мере увеличения срока службы трубопроводов увеличивается вероятность аварий за счет нарушения их герметичности. Среди множества причин, приводящих к нарушению целостности трубопроводов, наиболее распространенными являются: механические повреждения; коррозия металла; заводской брак при изготовлении труб; плохая сварка стыков при монтаже; нестационарные процессы в трубах, сопровождаемые резкими колебаниями давления.

Процесс учета утечек нефти достаточно трудоемок. Существуют специальные компьютерные программы для расчета аварийного истечения нефти из трубопровода при его разгерметизации. При этом учитываются профиль нефтепровода, размеры отверстия, свойства нефти и режимы ее истечения.

Процесс истечения нефти из отверстия в стенке трубы включает в себя следующие три стадии.

Первая стадия напорного истечения происходит при работающей НПС от момента аварии до момента отключения перекачивающей станции. В этот период давление в месте аварии не меняется во времени и количество вытекшей нефти определяется разностью давлений, площадью отверстия и продолжительностью этого периода.

Вторая стадия истечения происходит с момента отключения перекачивающей станции до момента изоляции по-

врежденного участка нефтепровода линейными задвижками. В течение этой стадии нефть вытекает через отверстие под действием собственного веса. При этом в наивысших точках трубопровода последовательно происходят разрывы сплошности потока и образуются полости, заполненные насыщенными парами нефти.

Третья стадия безнапорного истечения начинается с момента перекрытия линейных задвижек, отсекающих поврежденный участок трубопровода, до момента ликвидации аварии или полного вытекания транспортируемой жидкости. На этой стадии нефть также вытекает под действием собственного веса.

По мере вытекания жидкости из трубы высотная отметка зеркала z уменьшается, поэтому в расчетах учитывают, что эта отметка является функцией времени $z = f(t)$. После достижения опускающимся зеркалом отметки вершины V-образного колена жидкость в этом колене останавливается, столб жидкости разрывается. Далее зеркало нефти опускается, начиная с вершины колена трубы.

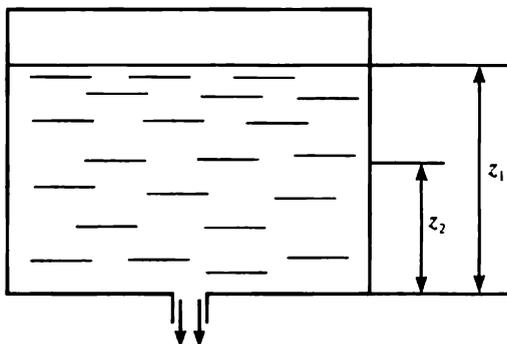


Рис. 7.7. Схема истечения жидкости из вертикального цилиндра при переменном уровне

Истечение из вертикального цилиндра с площадью поперечного сечения Ω (рис. 7.7) при переменном уровне является неустановившимся, так как напор и скорость истечения меняются во времени. В этом случае время опорожнения резер-

вуара в пределах отметок z_1 и z_2 определяется из следующего выражения:

$$t = \frac{2\Omega(\sqrt{z_1} - \sqrt{z_2})}{\omega\mu\sqrt{2g}}. \quad (7.13)$$

Время частичного опорожнения горизонтального участка трубы длиной L через нижнее отверстие в ее стенке (рис. 7.8) определяется из следующего выражения:

$$t = \frac{4L}{3\omega\mu\sqrt{2g}}(\sqrt{2R - z_2} - \sqrt{2R - z_1}) \quad (7.14)$$

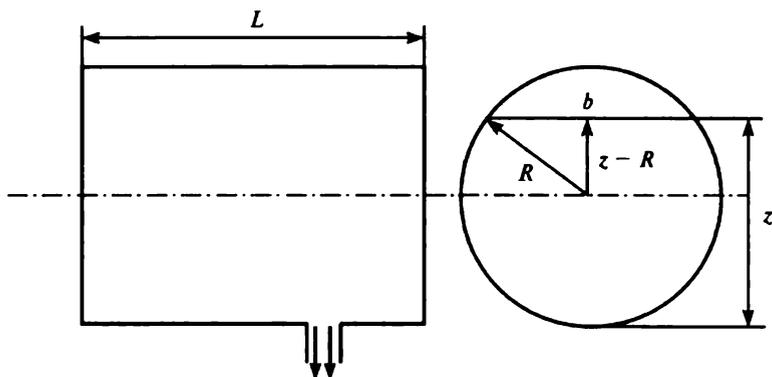


Рис. 7.8. Схема истечения жидкости из горизонтального кругового цилиндра

Это решение используется также для определения продолжительности полного слива железнодорожной цистерны через короткий патрубок.

При крупных или полных разрывах нефтепровода в нем возникает интенсивное течение нефти к месту аварии, и большая часть напора теряется на преодоление сил внутреннего трения. Для отверстий больших размеров приведенные выше формулы не могут быть использованы. В этом случае процесс истечения нефти рассматривается в динамике при условии, что в сечении отверстия давление равно атмосферному.

Методы ремонта дефектов трубопроводов

Свищевые повреждения в стенках труб, через которые теряются значительные объемы УВ, приводят к загрязнению ОС. Сквозные дефекты являются источниками взрывов и пожаров в местах прохождения трасс газопроводов и компрессорных станций. Ремонт газопроводов с помощью врезки катушек связан с большими затратами.

Ликвидация сквозных дефектов газопровода без остановки перекачки продукта снаружи технически проще, чем изнутри. Простейший способ ликвидации свищей небольшого диаметра (до 3 мм) является зачеканивание отверстия пластичным металлом (свинцом, медью). Для устранения небольших утечек через свищи, трещины, пробоины используются хомуты, струбцины, прижимы, обеспечивающие плотное перекрытие мест утечек и уплотняющие прилегающие зоны трубы с помощью эластичных прокладок и пластырей. Используются бруски-магниты с уплотняющими прокладками, способные выдержать давление газа в данном месте.

Применение ремонтного хомута (рис. 7.9) целесообразно при диаметре отверстий в стенке трубы до 25 мм. Перемещением хомута 4 по трубе стакан 1 надвигается на дефект. Правильность установки стакана определяется по выходу газа из отводного шланга 2. После фиксации стакана и хомута натяжными шпильками 5, а также завинчивания до упора винтового затвора 3 выход газа из отводного шланга прекращается.

Для перекрытия больших коррозионных повреждений используются ремонтные муфты, снабженные краном для свободного выхода газа во время установки муфты и уплотняющего кольца.

Ремонту с применением сварки подвергаются дефекты небольшой глубины — примерно 50 % от толщины стенки трубы.

После окончания работы на поверхности трубы устраняются повреждения изоляции, а разработанный приямок засыпается мягким грунтом.

Для ликвидации свищей изнутри используются устройства, которые перемещаются внутри трубы в потоке перекачиваемого продукта, реагируют на утечку, останавливаются и герметизируют место повреждения, позволяя производить ремонтные работы.

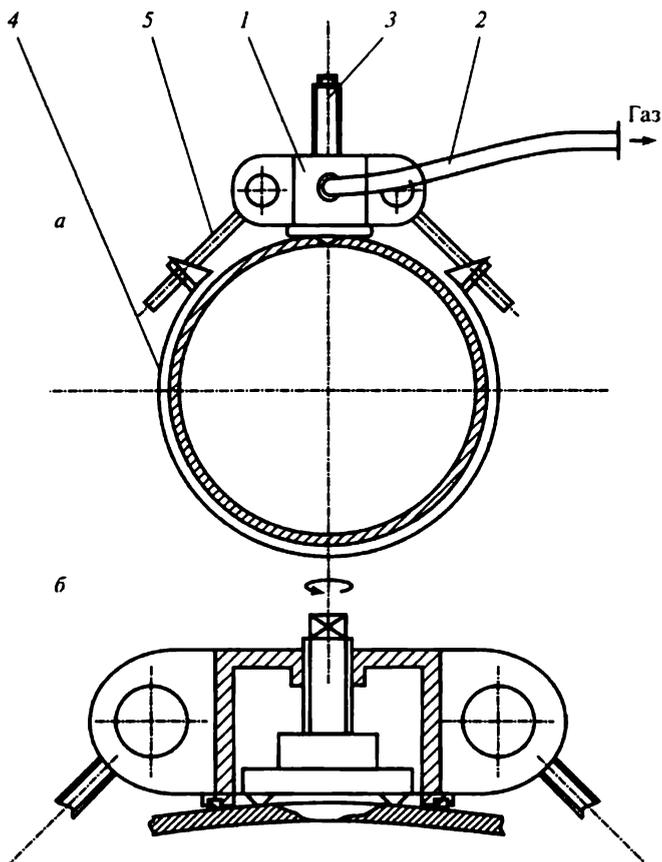


Рис. 7.9. Ремонт трубы с помощью хомута:

- 1 — стакан; 2 — отводный плапг; 3 — винтовой затвор;
4 — хомут; 5 — затяжной болт

7.6. Случаи крупных аварий при обращении с углеводородами

Аварии и чрезвычайные ситуации на суше и на море возникают на всех этапах обращения с нефтью: на скважинах, на трубопроводах, на танкерах, на нефтеперерабатывающих заводах. Во время иракской агрессии 1991 г. в Кувейте горело около 800 скважин. Результатом явилась региональная экологическая катастрофа.

Горящая скважина — это вздымающийся на сотни метров в небо столб ядовитого дыма и огня. Общепринятой технологии тушения таких пожаров нет. Если огня много и приблизиться к скважине невозможно, бурится наклонная скважина, чтобы выйти на горящий ствол и попытаться его перекрыть. Меньший пожар можно блокировать смесью воды и пены и закрыть устье скважины стальным листом. На тушение горящей скважины требуется от нескольких дней до нескольких месяцев, но бывают и более сложные случаи.

Месторождения углеводородов на восточном побережье Северного Каспия отличаются большими запасами и сложными условиями их добычи: глубоким залеганием продуктивных горизонтов; аномально высоким пластовым давлением; содержанием в нефти и газе соединений серы: сероводорода, сульфидов, меркаптанов.

В самом начале освоения этой нефтегазоносной провинции весной 1962 г. возник открытый фонтан на скв. 2 на промысле Прорва. Вырвавшийся столб газа быстро воспламенился от искры, высекаемой ударами камешков по металлоконструкциям, отчего образовалась гигантская свеча высотой 300 м. Вокруг горящей скважины образовался кратер, в который провалилась сорокаметровая буровая вышка вместе со всем оборудованием.

Одним из самых мощных в истории нефтегазодобычи был открытый фонтан на скв. 37 месторождения Тенгиз. Факел открытого фонтана горел 13 месяцев с 24 июня 1985 г. За это время выгорело 3,4 млн т нефти и 1,7 млрд м³ газа.

Месторождение Тенгиз, расположенное в юго-восточной зоне Прикаспийской впадины, открыто в 1975 г. Глубина залегания продуктивного горизонта 4050—5300 м, мощность нефтяного горизонта 300—1152 м. Слагающие продуктивный разрез карбонаты представлены преимущественно известняками. Проницаемость вмещающих пород меняется в пределах от $4,64 \cdot 10^{-6}$ до $6,34 \cdot 10^{-4}$ мкм². Мощность нефтяного горизонта 300—1150 м. Пластовое давление 83—90 МПа, пластовая температура 120—125 °С. Режим эксплуатации месторождения упругий режим растворенного газа и водонапорный режим.

Нефть легкая: плотность 0,7892 г/см³; вязкость разгазированной нефти 2,1 мПа·с; содержание серы 0,7%; содержание парафина 4% со значительным выходом бензиновых фракций. Газовый фактор 570 м³/т. Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти (%): сероводорода 19,25; углекислого газа 3,6; метана 53,1; этана 13; пропана и высших 16,8%.

Скважина 37 проектной глубиной 5000 м закладывалась для оценки запасов нефти и газа в каменноугольных отложениях. Конструкция скважины: кондуктор 426 мм × 490 м; 1-я промежуточная колонна 324 мм г 2280 м; 2-я промежуточная колонна 245 мм × 4382 м.

Во время бурения в отложениях карбона на глубине 4467 м была потеряна циркуляция промывочной жидкости. Пласт начал бурно поглощать буровой раствор. Попытки восстановить циркуляцию результатов не дали. Устье скважины было герметизировано закрытием верхнего плашечного превентора, задвижки и шарового крана под квадратом. Далее в нарушение регламента было принято решение поднять инструмент до отметки 3500 м, чтобы восстановить циркуляцию.

При подъеме 15-й свечи появился сифон и отмечено движение жидкости по желобам. Предпринятые действия не дали положительных результатов — напор и дебит струи жидкости из буровых труб возрастал. Скважина стала фонтанировать смесью газа с нефтью через бурильный инструмент. Высота ревущей струи достигла 50 м. Вырвавшись из недр, эта смесь превращалась в туманоподобный шлейф, который потянуло в

сторону поселка. Людей пришлось эвакуировать. Из-за опасности взрыва буровую обесточили, однако возгорание фонтана все же произошло до того, как его пытались задавить. Через 20 минут вышка упала, и скважина стала фонтанировать и по затрубному пространству.

Факел газонефтяного выброса горел 398 суток. В течение всего этого времени происходило загрязнение огромной территории продуктами горения в радиусе 150 км. Высота пламени в первые 5 месяцев горения достигала 200 м, диаметр столба пламени — 50 м. Температура воздуха в районе устья достигала 200 °С, концентрация ядовитого сернистого газа превышала ПДК в 1100 раз. В ночное время факел как магнитом тянул к себе пролетающих птиц. Птицы молниеносно втягивались в пламя и тут же с другой стороны факела их горящие тела выбрасывало словно сноп искр. В один из дней погиб профессиональный фонтанщик, его затянуло в пламя образовавшееся сильное разрежение у устья скважины.

В один из дней из скважины погнало вверх колонну буровых труб. В течение двух часов всю четырехкилометровую стальную колонну выдавило вместе с долотом. Попытки заглушить фонтан увенчались успехом 27 июля 1986 г. За время горения факела в атмосферу было выброшено 516 тыс. тонн сероводорода, 900 тыс. т сажи и 1 млн т несгоревших углеводородов. Продуктами горения факела были загрязнены воздух, почва и поверхностные воды в радиусе до 250 км от скважины. На этой площади растения погибли или были угнетены, люди и домашние животные страдали от респираторных заболеваний.

За всю мировую историю добычи газа самой продолжительной аварией стал открытый выброс газа и конденсата на разведочной скважине Кумжа-9 в дельте реки Печоры. Шесть с половиной лет — с ноября 1980 по май 1987 г. — скважина ежедневно выбрасывала в атмосферу 2 млн м³ газа и сотни тонн конденсата. За эти годы сгорело 4 млрд м³ газа — это был страшный удар по ранимой северной природе.

Эта наклонно-направленная скважина была забурена в сентябре 1978 г. с целью уточнения объема углеводородов в

отложениях карбона. Проектное отклонение бурильной колонны от вертикали составляло 26° , поэтому забой скважины располагался на глубине 2300 м, а длина бурильной колонны составляла 2860 м. Осенью 1980 г. провели испытания скважины, меняя диафрагмы, измеряя давление и околозвуковые скорости выходящего природного газа. Полученная информация позволила прирастить запасы российского газа за счет Кумжинского месторождения на 96 млрд м³.

Скважину, которая выполнила свою задачу, необходимо было заглушить и передать в фонд действующих скважин на баланс государства. Но тут возникли сложности. В процессе закачки раствора хлористого кальция из-под снежного покрова около устья скважины появились фонтанчики грязи — грифоны. Это означало, что газ вышел за обсадную колонну. Пока открывали запорную арматуру, чтобы снизить давление газа, грифоны усилились, над скважиной в диаметре до пяти метров фонтанировала грязь и летели куски цемента. Облако газа и конденсата растекалось сизым шлейфом над тундрой.

Когда спасатели начали свою штатную работу, оказалось, что наклонная техническая колонна была нарушена тысячами спусков бурильного инструмента, а истинное направление наклонного ствола скважины отличалось от данных инклинометрии на 10° . Отсутствие достоверных данных о местонахождении ствола объясняет долгие неудачи в ликвидации аварии, в том числе неудачную попытку ликвидировать газовый фонтан с помощью подземного ядерного взрыва.

Наклонную скважину для закладки ядерного заряда заложили на расстоянии 260 м от аварийного устья и начали бурить, придерживаясь ошибочных азимута и углов отклонений. Заряд опустили в скважину глубиной 1700 м, залили цементом и взорвали. Глубинные пласты были сдвинуты и смяты мощным взрывом, но ожидаемого результата не получилось. Через сутки газ вновь начал фонтанировать.

После этой неудачи скважина фонтанировала еще долгих шесть лет, и все это время наносила вред тундре, Печоре, рыбе, зверю и людям. Были пробурены еще три поисковых скважины, отсыпаны защитные дамбы на Печоре и дамбы обвало-

ния вокруг стометрового кратера. Наконец, в марте 1987 г. на глубине 1000 м удалось выйти на ствол аварийной скважины, после чего она была заглушена. Ущерб от этой аварии подсчитать невозможно.

Любая авария на буровой опасна, драматична и дорого обходится государству, природе и человеку. Далеко не каждую беду можно списать на стихию. В ряду причин возникновения аварий часто бывают беспечность, неподготовленность и многие другие человеческие факторы.

Большую угрозу для морской среды представляют катастрофы, связанные с разливом нефти. Добыча нефти на калифорнийском шельфе США началась в конце XIX в. В январе 1969 г. на пути буровой скважины в проливе Санта-Барбара оказалась геологическая аномалия и около 6 тыс. баррелей нефти, просочившись через трещины в породе, вышли на поверхность моря. Клейкая масса сырой нефти двинулась в прибрежные воды и покрыла толстым слоем тридцать миль знаменитых калифорнийских пляжей. Взрыв общественного возмущения прокатился по всей стране, после чего администрация президента Никсона наложила мораторий на разработку месторождения.

Статистическая информация по строительству и эксплуатации морских платформ свидетельствует об отказах с катастрофическими последствиями. Анализ показывает, что большинство аварий на платформах произошло во время добычи (255 аварий) и бурения (266). Наиболее часто встречающимися видами аварий являются пожары (207), выброс нефти и газа (118), утечка нефти и газа (117). За период с 1980 по 1990 гг. потеряно 73 из 4786 действующих платформ.

Самая тяжелая и трагическая авария за всю историю морской нефтедобычи произошла в июле 1988 г. на платформе «Пайпер Альфа» в Северном море. Во время пожара погибли 167 человек, а платформа стоимостью в миллиард долларов была полностью уничтожена.

В 1989 г. в результате аварии танкера «Валдез» компании «Экссон» у берегов Аляски в море вылилось около 40 тыс. т нефти. В таких случаях примерно 40 % тяжелых составляющих

нефти уходит на дно, 40 % теряется в толще воды, а 20 % растекается по поверхности в виде огромных нефтяных пятен. На ликвидацию этого катастрофического разлива и компенсацию ущерба израсходовано более 8 млрд долл. Подобная катастрофа произошла с танкером «Престиж» у берегов Европы в 2002 г. Тогда спецотряды уборщиков всего Евросоюза много месяцев очищали берега курортов Франции, Испании и Португалии.

Аварии на нефтегазопроводах приводят к чувствительному ущербу для окружающей среды. Среднегодовой уровень аварийности российских магистральных трубопроводов составляет 50—60 аварий в год. На внутрипромысловых трубопроводах ежегодно случается до 40 тыс. случаев их разгерметизации.

В случае разрушения магистрального газопровода и воспламенения выброса зона поражения может достигать 500 м. В июне 1989 г. при аварии нефтепродуктопровода под Уфой в результате взрыва легких паров углеводородов и пожара погибло более 600 человек. Примером возможных масштабов загрязнений долговременными утечками нефти может служить аварийная эксплуатация нефтепроводов ОАО «Коминнефть». Утечки нефти и пластовой воды через свищи происходили много лет. Только в августе—октябре 1994 г. на рельеф вышло до 70 тыс. т нефтесодержащей смеси. Площадь земель, загрязненных аварийной нефтью, составила около 700 га.

Главной особенностью предприятий по переработке углеводородного сырья является наличие мощных потоков пожаро- и взрывоопасных продуктов. Наиболее опасными элементами установки первичной переработки нефти являются ректификационные колонны и трубопроводы подачи и откачки нефтяных фракций. Из-за случающихся утечек горючих жидкостей и газов образуются дрейфующие ядовитые и взрывоопасные парогазовоздушные облака. Например, общие потери от аварий на американских НПЗ за 25 лет составили 1,7 млрд долл. при средних потерях от одной аварии 58 млн долл. Практика показывает, что как бы осторожно не работали нефтяники, они своей деятельностью причиняют ощутимый вред окружающей природной среде.

ЭКОЗАЩИТНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТАХ

8.1. Экозащитные мероприятия при строительстве скважин

Природоохранные мероприятия должны быть учтены при проектировании конструкций скважин, бурении, эксплуатации и ликвидации скважин в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений» (РД 153-39-007—96) и Инструкцией по ООС при строительстве скважин на нефть и газ на суше. Выбор конструкции скважин определяется комплексом неуправляемых и управляемых факторов.

Неуправляемые факторы — это горно-геологические условия проходки: литолого-стратиграфическая характеристика разреза; мощность и физико-механические свойства отложений; наличие поглощающих горизонтов; величины пластовых давлений и температур.

Управляемые факторы: геологическая изученность; организация технологии и техники бурения; способы вскрытия продуктивных горизонтов; техника и технология освоения месторождений и эксплуатации скважин.

Для предотвращения начавшегося выброса скважина закрывается установленным в ее устье специальным противовыбросовым оборудованием (ОП). Это оборудование для герметизации устья скважины устанавливается на фланце кондуктора и состоит из универсального протовыбросового превентора, плащечных превенторов, задвижек и другой арматуры (рис. 8.1).

Универсальный превентор имеет эластичный элемент, который способен перекрывать сечение любой формы и разме-

ров. Он находится в цилиндре на самом верху блока превенторов. *Плащечные превенторы* перекрывают скважину сдвигающимися к центру плашками из армированной металлом резины. Размеры превенторов соответствуют наружному диаметру находящихся в скважине труб и долота. Трубные плашки обеспечивают герметизацию устья скважины с находящейся в ней колонной труб, а глухие плашки используются тогда, когда бурильная колонна в скважине отсутствует.

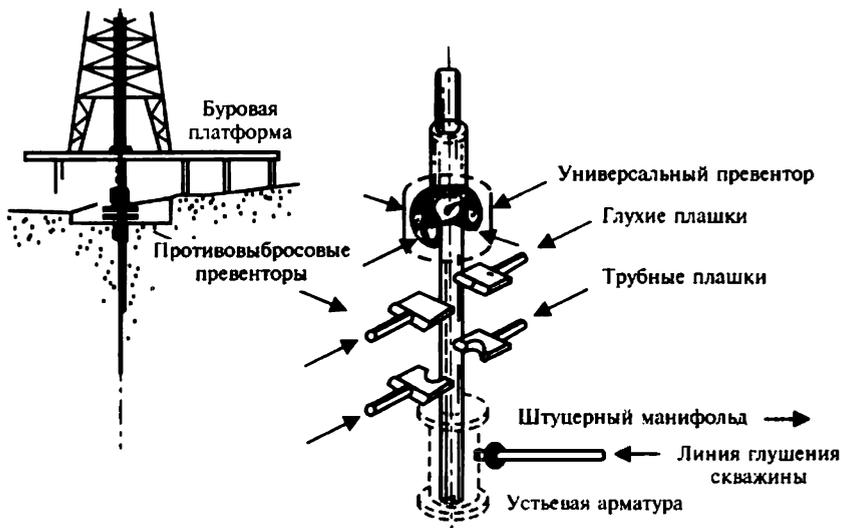


Рис. 8.1. Схема установки блока противовыбросовых превенторов

К блоку превенторов присоединяются линия глушения и штуцерная линия. *Штуцерная линия* переориентирует поток жидкости из скважины в резервуар для бурового раствора или в амбар для сжигания нефти. *Линия глушения* используется для подключения циркуляции утяжеленного бурового раствора.

Первая «линия обороны» — это универсальный превентор. Он представляет собой устройство, которое при активации перекрывает затрубное пространство между буровой колонной и стволом скважины. Если бурильщик замечает толчки в потоке бурового раствора, которые могут быть результатом вне-

дрения долота в зону высокого давления, то он немедленно должен активировать универсальный превентор.

В случае, когда давление превышает значение, допустимое для универсального превентора, срабатывают трубные плашки превенторов, охватывающие буровую колонну. При активации универсального превентора или трубных плашек на штуцерной линии открывается клапан, через который более тяжелый буровой раствор проходит вниз по буровой колонне. После поступления в скважину тяжелого бурового раствора трубные плашки и универсальный превентор можно открыть.

В исключительных случаях вводят в действие последнее средство — срезные плашки превентора, которые сминают стенки бурильной колонны и перекрывают как колонну, так и затрубное пространство.

Большинство газо- и нефтепроявлений приурочено к началу подъема колонны бурильных труб или к началу промывки после спуска бурильной колонны. Следует избегать компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами, так как амплитуда колебания давления при СПО зависит от величины зазора. При снижении расчетной плотности раствора более чем на $0,02 \text{ г/см}^3$ необходимо принимать меры по ее восстановлению.

К опасным видам осложнений относится приток высокоминерализованной воды (рапы). Общая минерализация рапы может достигать 600 г/л , плотность — 1360 кг/м^3 , температура на выходе из скважины 110°C . Рапа оказывает коррозионное воздействие на наземное оборудование, буровые и обсадные трубы, а также на цементный камень.

Для глушения флюидопроявления производится утяжеление раствора. Утяжеленный буровой раствор закачивается при пониженной подаче насоса, при этом следят за снижением давления на стояке. Когда правильно подобранный раствор глушения заполнит бурильную колонну, дойдет до долота, заполнит затрубное пространство и выйдет на устье скважины, скважина будет заглушена.

При угрозе выброса бурильщик поднимает колонну до выхода ведущей трубы из ротора и оставляет ее на весу, закрепив тормоз лебедки. Затем устье герметизируется превенторами.

а скважинная жидкость через выкидные линии ОП направляется в циркуляционную систему.

При возрастании давления на устье открывается задвижка для фонтанирования скважины через отводы превентора. Поток газа направляется в сторону от буровой. Последующие работы по ликвидации фонтанирования проводятся по специальному плану.

Перечень основных природоохранных мероприятий:

- получение лицензий и разрешений на проведение планируемой деятельности, выбросы, сбросы, размещение отходов;
- обустройство площадки буровой гидроизоляционным покрытием;
- выбор конструкции скважин и технологии цементирования, обеспечивающих изоляцию потенциально опасных горизонтов и исключение межпластовых перетоков;
- строительство системы сбора и временного накопления жидких и твердых отходов;
- обеспечение рационального водопользования;
- нормирование рецептур буровых растворов для снижения их токсичности, утилизация буровых шламов;
- применение улавливающего очистного оборудования для сокращения выбросов дизельных установок;
- герметизация систем приготовления и очистки буровых растворов, буровых вод, устья скважин; узлов приема и замера пластовых флюидов при испытаниях скважин;
- обеспечение надежной системы утилизации пластовых вод;
- размещение стационарных источников выбросов (котельная, ДНС, факельный блок) с учетом розы ветров для обеспечения санитарных норм рабочей и селитебной зоны;
- выбор оптимального режима работы факельных устройств, обеспечивающих неотрыв пламени, снижение уровня шума, теплового и радиационного излучения;
- внедрение системы обращения с отходами (нормирование, сбор, транспортировка, учет, контроль, обезвреживание и размещение);
- техническая и биологическая рекультивация нарушенных земель;

- периодическая диагностика и дефектоскопия скважин, межкустовых коммуникаций (сборных линий, систем ППД), оценка их остаточного ресурса, нивелирование устьев скважин и другие работы по эколого-геодинамическому мониторингу;
- ликвидация или консервация скважин после полной отработки балансовых запасов.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Некоторые вещества могут превалировать по валовым выбросам (например, CO_2), однако их токсичность мала по сравнению, например, с оксидами азота и серы. Поэтому в целях определения приоритетных (первоочередных) направлений по снижению выбросов ЗВ в атмосферу устанавливают категории опасности выбросов (КОВ) для контролируемой территории: $\text{КОВ} = (M/\text{ПДК})\alpha$, где M — мощность выброса, г/с; ПДК — среднесуточные предельно допустимые концентрации, $\text{мг}/\text{м}^3$; α — постоянная, учитывающая класс опасности ЗВ.

В первую очередь проектируют мероприятия по снижению выбросов окислов азота, серы, сажи, СО, и УВ.

Наиболее эффективным методом снижения выбросов NO_x и сажи дизелями буровых установок (мощностью 700 кВт) является установка нейтрализаторов и сажевых фильтров.

Для снижения выбросов СО и УВ используют сотовые вставки с платинородиевым покрытием. Срок их работы 20 тыс. ч при степени преобразования СО до уровня 90%.

Цементировочные агрегаты кроме того оборудуются установками мокрой очистки, где в качестве сорбента используют раствор $\text{Ca}(\text{OH})_2$ с эффективностью очистки газов до 98%. После отработки токсичная жидкость, обогащенная сажей, используется для затворения тампонажной смеси.

Факельные устройства оснащаются установкой для бездымного сжигания газа. Каталитические методы очистки газов дороги, поэтому здесь модернизируют условия сгорания, увеличивая высоту трубы на факеле и снижая температуру сгорания. Факельные устройства ДНС выбрасывают в год не более 60 т/год SO_2 .

Здесь применяют специальные горелки и назначают оптимальный режим работы факельных устройств, обеспечивающих неотрыв пламени, снижение уровня шума, теплового и радиационного излучения, полноту сгорания газа.

8.2. Выбор плотности и типа бурового раствора

При бурении скважин возникают всевозможные осложнения. Основные из них — поглощение бурового раствора, обрушение стенок и нарушение целостности ствола скважины, газонефтяной выброс. Эти осложнения не возникают обособленно. Исключая одно из перечисленных осложнений, можно вызвать другое.

Основным способом регулирования давления в скважине является изменение плотности бурового раствора (промывочной жидкости). Опасность потери устойчивости стенок ствола скважины, опасность возникновения гидравлического разрыва горных пород, а также необходимость создания нормального противодавления на пласты требуют одновременного обеспечения трех условий при подборе и назначении плотности бурового раствора. В реальных условиях эти требования не всегда можно удовлетворить.

Геологические и гидрогеологические условия бурения могут обеспечить следующие соотношения критических значений плотности растворов.

Первое соотношение:

$$\rho_{p \min} < \rho_{p \text{ пр}} < \rho_{p \max}, \quad (8.1)$$

где $\rho_{p \min}$ — минимальная плотность бурового раствора, меньше значения которой происходит обрушение стенок скважины; $\rho_{p \text{ пр}}$ — минимальная плотность раствора, обеспечивающая нормальное противодавление в скважине и исключая ее фонтанирование; $\rho_{p \max}$ — максимально допустимая плотность раствора, при превышении значения которой возникает гидравлический разрыв горной породы и уход раствора в пласт.

В этом случае условия бурения нормальные и рекомендуются применение раствора (промывочной жидкости) с плотно-

стью $\rho_p = \rho_{p\text{пр}}$, обеспечивающей нормальное противодавление на пласт.

Второе соотношение:

$$\rho_{p\text{пр}} < \rho_{p\text{min}} < \rho_{p\text{max}} \quad (8.2)$$

В этом случае условия бурения осложненные и во избежание обрушения стенок скважины рекомендуется назначить компромиссное значение плотности раствора $\rho_p = \rho_{p\text{min}}$. При этом возможно поглощение бурового раствора.

Третье соотношение:

$$\rho_{p\text{min}} < \rho_{p\text{max}} < \rho_{p\text{пр}} \quad (8.3)$$

В последнем случае условия бурения очень сложные. Компромиссным значением плотности бурового раствора является $\rho_p = \rho_{\text{в}} \rho_{\text{п}}$. Здесь $\rho_{\text{п}}$ является относительным пластовым давлением. Это тот случай, когда используется технология бурения при «сбалансированном давлении».

Успешная проводка скважин в значительной степени зависит от качества бурового раствора. Применяемый раствор должен отвечать следующим требованиям:

- способствовать повышению скорости проходки;
- исключать опасность загрязнения продуктивного пласта;
- обеспечивать устойчивость ствола скважины;
- поддерживать постоянство СНС в процессе осуществления СПО;
- проявлять высокую термостабильность.

К любому раствору на водной основе можно добавлять детергенты, смазочные добавки и ингибиторы коррозии. Плотность растворов на углеводородной основе можно повышать добавлением карбоната кальция или барита.

Перед началом бурения следует определить состав и свойства растворов для каждого разбуриваемого интервала горных пород. Для отдельных площадей, сходных по геолого-техническим условиям, разрабатываются технологические регламенты буровых растворов.

Таблица 8.1. Примеры применения некоторых буровых растворов

№	Буровой раствор	Главные компоненты	Назначение и условия применения
1	Влажный воздух	Воздух и вода	Быстрое разбуривание твердых пород при незначительном притоке воды. Высокая скорость потока в кольцевом пространстве
2	Пена	Воздух, вода с бентонитом, вспенивающий агент	Разбуривание устойчивых пород. Значительный приток воды. Необходимость удаления крупного шлама при низкой скорости восходящего потока
3	Пресная вода	Пресная вода	Быстрое разбуривание устойчивых пластов. Требуются большие отстойники, флокулянты и обильное водоснабжение
4	Растворы с низким содержанием твердой фазы	Пресная вода, полимер, бентонит	Быстрое бурение в устойчивых породах. Низкая стоимость. Загрязняются растворимыми солями
5	Известковые растворы	Вода, бентонит или местные глины, известь, хромлигно-сульфонат	Разбуривание глинистых сланцев. Допустимая температура 150 °С. Небольшая соленость
6	Калиевые растворы	Хлорид калия, био- или целлюлозный полимер, бентонит	Обеспечивается устойчивость ствола скважины. Высокая скорость бурения. рН = 7—8
7	Битумные растворы	Дизельное топливо, битум, эмульгаторы, 2—10 % воды	Можно разработать раствор любой плотности. Термостабильность до 315 °С

Технологический регламент содержит: литологический состав пород разбуриваемого интервала, конструкцию скважин, интервалы возможных осложнений, пластовое давление, давление гидравлического разрыва пласта (ГРП), температуру пласта, рекомендуемый тип бурового раствора, материалы и реагенты для приготовления и химической обработки раствора, их планируемый расход на один погонный метр скважины.

Технологический регламент составляется на основании обобщения опыта проводки разведочных скважин и должен включать в себя растворы на основе доступных реагентов и материалов.

8.3. Методы и техника утилизации отходов бурения

Строительство нефтяных и газовых скважин сопровождается образованием значительных объемов отходов бурения, отрицательно действующих на окружающую среду: загрязняются недра, почвы и водные объекты; сокращаются лесные и земельные фонды.

Большое значение при ведении буровых работ имеют технико-экономические аспекты охраны окружающей природной среды, заключающиеся в рациональном выборе технологии и технических средств, которые обеспечивают реализацию необходимых природоохранных мероприятий.

Основные источники загрязнения окружающей среды при бурении:

- промывочные жидкости и реагенты, используемые для регулирования ее свойств (табл. 8.2);
- частицы горных пород, выносимые потоком промывочной жидкости из скважины;
- пластовые жидкости, выходящие из скважины с потоком промывочной жидкости либо изливающиеся во время газонефтепроявлений, при освоении и испытании;
- нефть и нефтепродукты.

Таблица 8.2. **Некоторые токсичные химические реагенты в составе буровых растворов**

Реагент	Концентрация, %	Назначение
Угщелочной реагент	0,5—1,0	Понижение водоотдачи
Гипан	0,2—2,0	Понижение водоотдачи
Хлористый кальций	0,1—10	Ингибитор диспергации
Жидкое стекло	2,0—5,0	Ингибитор диспергации
Хромпик	0,05—0,2	Термостабилизатор
Кальцинированная сода	0,3—0,5	Регулятор pH
Смазка	1,0—2,0	Смазочная добавка

Химические реагенты используются также и при разработке нефтяных месторождений методом поддержания пластового давления. В случае внутриконтурного заводнения пластов расход воды составляет до 2 м³ на тонну добытой нефти, а при площадном заводнении — более 15 м³ на тонну добытой нефти.

Наибольший объем отходов бурения составляют буровые сточные воды (БСВ), представляющие собой многокомпонентные суспензии, содержащие нефть и нефтепродукты, минеральные и органические вещества. В сточных водах в растворенном виде присутствуют минеральные соли натрия, калия, кальция, магния и химические реагенты. Нефтепродукты находятся в БСВ в эмульгированном и растворенном состояниях. Минеральная часть взвешенных веществ состоит из частиц глины, утяжелителя и выбуренной породы. Высокий уровень загрязненности БСВ не допускает их сброса в объекты природной среды без предварительной очистки.

Перед началом буровых работ необходимо снимать слой почвы со всей площади, отводимой под строительство скважины, а после окончания бурения почвенный слой вновь восстанавливается. Наиболее рациональным и экологически оправданным методом утилизации БСВ является переход на замкнутый цикл водоснабжения буровой установки, что обеспечит

снижение норм водопотребления. Например, сточные воды можно использовать для приготовления тампонажных растворов. После окончания строительства скважины БСВ и отходы буровых растворов (ОБР) следует вывозить на соседние скважины для повторного использования.

Для очистки БСВ используют механические и физико-химические методы. Метод механической очистки включает отстаивание, центрифугирование, фильтрование и позволяет удалять все примеси за исключением коллоидных фракций. В гидроциклонах и на центрифугах можно удалить из БСВ до 70 % взвешенных частиц. Лучшие результаты достигаются при фильтрации БСВ через пористые материалы. Наиболее эффективно очищаются БСВ с помощью коагулянтов — солей алюминия и железа. При высокой загрязненности БСВ используются совместно коагулянты и флокулянты — растворимые высокомолекулярные соединения.

Перспективен биохимический метод очистки БСВ, основанный на способности некоторых микроорганизмов извлекать из воды органические вещества различного генезиса и использовать их в качестве питательного субстрата.

В составе отходов буровых растворов (ОБР), буровых шламов (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) содержится повышенное содержание растворимых солей и многих классов органических веществ, в том числе нефти и нефтепродуктов. В ОБР содержание загрязняющей органики, оцениваемой по величине показателя химического потребления кислорода (ХПК), достигает 50 г/л, а нефти и нефтепродуктов — более 15%. При назначении составов буровых растворов следует использовать малотоксичные материалы и химические реагенты (КМЦ, КССБ, Na_2CO_3 , NaOH , графит) и сокращать объемы использования нефти в качестве противоприхватной добавки. В качестве смазочной добавки можно использовать графит, ФК-2000 и др.

Для обработки буровых растворов используются сотни химических реагентов, и не для всех из них определены ПДК. Поэтому регламентировать отходы по степени их токсического воздействия на окружающую среду не всегда представляется возможным.

Наиболее токсичными реагентами являются баритовый утяжелитель, известь, каустическая сода и бихромат калия. Например, значения ПДК в водных объектах для некоторых используемых в составе буровых растворов материалов следующие: сульфенол НП-1 — 200; ОП-7 — 500; барит — 50; УЩР — 500; ССБ — 20; каустическая сода — 50 мг/л.

Составы применяемых растворов зависят от многих факторов. Например, при бурении отложений солей Прикаспийской низменности в интервале 700—4000 м использовался высокоминерализованный нефтеэмульсионный буровой раствор. Последующее вскрытие продуктивного горизонта, представленного карбонатными породами на глубине 4000—5000 м, осуществлялось с применением известково-битумного утяжеленного баритом раствора. В состав этого раствора входили известь, битум, дизельное топливо, утяжелитель, реагент-нейтрализатор сероводорода ЖС-7, сульфенол, СМАД и эмульгал.

Представление о количестве получающихся отходов бурения можно получить из следующего примера. На Тенгизском месторождении (Казахстан) общее количество отходов в амбарах пробуренных 72 скважин составило 220 тыс. т, общий объем которых — более 120 тыс. м³. В среднем количество отходов буровых растворов от проходки одной скважины — более 3000 т или 1600 м³.

При проектной вместимости одного амбара 5000 м³ отходы химических реагентов и материалов заняли третью часть вместимости амбара. При этом содержание нефти, битума и дизельного топлива в одном амбаре составило более 1000 т. Кроме этого в шламовый амбар также сбрасывался избыток тампонажного раствора.

Для снижения утечек загрязняющих веществ в подстилающие грунты ложе шламовых амбаров устилают гидроизоляционными покрытиями. Одним из способов является укладка глинистого или суглинистого экрана по всему ложу шламохранилища. Скорость фильтрации V жидкости через экран толщиной L определяется с помощью уравнения Дарси:

$$V = kH/L, \quad (8.1)$$

где k — коэффициент фильтрации материала, из которого выполнен экран; H — напор фильтрации, равный глубине жидкости в шламохранилище.

Ориентировочные значения коэффициента фильтрации грунтов следующие (м/сут): глина — 0,001; суглинок 0,01—0,1; песок пылеватый — 1,0; песок среднезернистый — 10 м/сут. Коэффициент фильтрации и проницаемость $k_{пр}$ горных пород связаны между собой следующим соотношением:

$$k = (\rho g / \mu) k_{пр}, \quad (8.2)$$

где ρ и μ — плотность и динамическая вязкость фильтрующей жидкости или газа.

Утечки жидкости через ложе шламохранилища (амбара) определяются как произведение скорости фильтрации (8.4) на площадь фильтрации (рис. 8.2, а).

Удельный расход жидкости через прямоугольную перемычку, расположенную на водоупоре и выполненную из однородного грунта (рис. 8.2, б), определяется следующим уравнением:

$$q = \frac{k(h_1^2 - h_2^2)}{2l}. \quad (8.3)$$

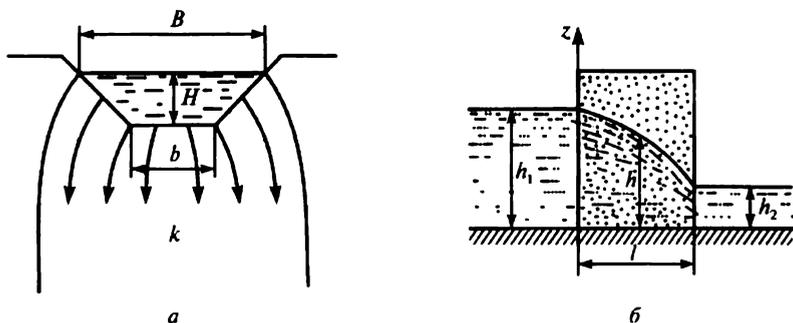


Рис. 8.2. Фильтрация через грунтовые водоупорные элементы:

а — через грунтовый экран; б — через прямоугольную дамбу

Остальной объем амбара заполнялся выбуренной породой, а после технической рекультивации — грунтом, вынутым при строительстве амбара. Подобный способ захоронения полу-

жидкой массы отходов бурения в шламовых амбарах на территории буровой практикуется почти повсеместно. Способ локализации отходов бурения посредством засыпки котлованов без их обезвреживания не решает полностью задачи защиты почвы и грунтовых вод от загрязнения отходами.

Основным направлением утилизации отработанных буровых растворов (ОБР) остается их повторное использование для бурения новых скважин и крепления стволов скважин. Самым доступным методом ликвидации ОБР и бурового шлама (БШ) является их захоронение в земляных амбарах непосредственно на буровой. При этом обязательным условием является обезвреживание захороненной массы.

Наиболее простым способом обезвреживания и утилизации ОБР является их отверждение с помощью минеральных вяжущих материалов с активизирующими добавками: окись алюминия, жидкое стекло, хлорид железа. Используются также вяжущие на основе полимерных материалов. Проблемы очистки и утилизации всех отходов бурения целесообразно решать в комплексе — такая технологическая политика является основной среди нефтедобывающих компаний.

Рекультивация нарушенных территорий — это комплекс мероприятий по восстановлению нарушенного почвенного покрова, биоресурсов, природной и геологической среды. Процессы рекультивации должны носить системный характер и занимать равное положение с процессами эксплуатации недр. Рекультивация земель должна осуществляться за счет средств добывающих компаний. Эти средства должны входить в себестоимость готовой продукции.

8.4. Трубы и арматура для магистральных трубопроводов

Для строительства магистральных нефтегазопроводов используют трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные и спиральношовные. Трубы диаметром до 500 мм изготавливают из спокойных и полуспокойных углеродистых сталей, диаметром до 1020 мм — из спокойных и полуспокойных низ-

колегированных сталей, диаметром до 1420 мм — из низколегированных сталей в термически упрочненном состоянии.

Процесс изготовления бесшовных горячекатаных труб включает изготовление заготовки в виде стакана и последующее формирование трубы горячей прокаткой. Бесшовные трубы применяют для трубопроводов диаметром до 530 мм. Сварные прямошовные трубы диаметром 530—1420 мм изготавливают из листовой заготовки холодным прессованием или гибкой. Трубы диаметром 1020 мм и выше собирают из двух полуцилиндрических заготовок. Спиральношовные трубы изготавливают из стальной рулонной ленты, сворачивая ее по спирали в непрерывную трубу на специальном трубном стане. Спиральношовные трубы дешевле прямошовных. За счет спирального шва труба становится более жесткой и лучше сохраняет форму при транспортировке. Недостатком спиральношовных труб является большая протяженность сварных швов, они не поддаются гнутью и плохо копируют местность.

В зависимости от назначения стальные трубы поставляют по группам А, Б, В, Г и Д. Каждая группа имеет свои гарантированные характеристики: механические свойства и химический состав. Например, Новомосковский трубный завод (Россия) выпускает трубы с наружным диаметром 1020 мм из марганцовистой стали марки 13ГС. Это прямошовные трубы из листовой стали, имеющие следующие характеристики: толщину стенки от 9,5 до 11,1 мм; временное сопротивление разрыву 510—540 МПа; предел текучести 363—422 МПа; относительное удлинение 20 %; заводское испытательное давление без осевого подпора 6,4—7,5 МПа.

По химическому составу стали подразделяются на углеродистые и легированные. При содержании углерода до 0,25 % сталь является низкоуглеродистой, при содержании 0,6—2 % — высокоуглеродистой. Углерод ухудшает свариваемость сталей. Легированной называется сталь, в которой содержатся специальные легирующие элементы: хром, никель, молибден, вольфрам, ванадий, титан и др.

Для изготовления резервуаров, газгольдеров и газонефтепроводов применяется низколегированная конструкционная

сталь. Она обладает рядом преимуществ по сравнению с углеродистой сталью: выше предел текучести и коррозионная стойкость; меньшая склонность к хладоломкости; хорошая свариваемость.

Наружный диаметр и толщина стенок труб стандартизованы. Некоторые характеристики труб, выпускаемых российскими заводами приведены в табл. 8.3. Их коэффициент надежности по материалу изменяется в пределах 1,34—1,47.

Таблица 8.3. **Некоторые характеристик труб для нефтепроводов**

Наружный диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Толщина стенки, мм	Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_t , МПа
530	7,4	7—10	17ГС	510	353
720	7,4	7—20	K60	589	461
1020	6,3	11—12	17Г1С	510	363
1220	5,4—7,4	10—16	08ГБЮ	510	350

В связи с большим разнообразием климатических условий при строительстве и эксплуатации трубопроводов трубы подразделяются на две группы: в обычном исполнении и северном (температура эксплуатации до минус 40°C) исполнении.

Основные физические характеристики трубных сталей следующие: плотность $\rho = 7850$ кг/м³, модуль упругости $E = 206\,000$ МПа, коэффициент линейного расширения $\alpha_t = 1,21 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹, коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$.

При разности внутреннего рабочего давления и внешнего давления $\Delta p = (p - p_0)$ труба получает следующее приращение диаметра:

$$\Delta d = \frac{d_0^2 (p - p_0)}{2E\delta}, \quad (8.7)$$

где δ — толщина стенки трубы; d_0 — внутренний диаметр трубы.

При изменении температуры транспортируемой среды на величину ΔT объем внутренней полости трубы получит следующее приращение:

$$\Delta W(T) = W_0 (1 - \alpha_0 \Delta T), \quad (8.8)$$

где W_0 — начальный объем полости трубы; $\alpha_0 = 3,3 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹ — коэффициент объемного расширения стали.

Изучение статистических данных показывает, что основными причинами разрушений газопроводов являются: малая вязкость стали и недостаточное сопротивление распространению трещин от действия упругих сил сжатого газа. Традиционные методы расчета на прочность по пределу текучести или временному сопротивлению разрыву позволяют рассчитать толщину стенки трубы, обеспечивающую безопасную работу при статических растягивающих нагрузках, способных вызвать пластическую деформацию, а затем и разрыв трубы.

В качестве нормативной характеристики вязкости сталей принята работа развития разрушения трубы a_p или иначе энергия, поглощаемая металлом стенки трубы при движении (развитии) трещины:

$$a_p = \pi p^2 D^3 / 16 E \delta^2, \quad (8.9)$$

где p — рабочее давление перекачки; D — наружный диаметр трубы; E — модуль упругости стали; δ — толщина стенки трубы.

Расчетная величина (8.9) позволяет ориентироваться в уровне необходимых требований по вязкости стали. Эта величина близка по значению ударной вязкости стали, которая определяется в лабораторных условиях на образцах с острым надрезом. Требования по вязкости сталей для газопроводов отличаются от аналогичных требований для нефте- и продуктопроводов.

Например, при перекачке нефти или газа при давлении 5,5 МПа по стальной трубе диаметром 1220 мм с толщиной стенки 15 мм необходимо обеспечить стали общее временное сопротивление разрыву 430 МПа. Однако необходимые параметры вязкости сталей, из которых должны быть изготовлены трубы нефтепровода и трубы газопровода, существенно

отличаются: материалу трубы для транспорта нефти достаточно иметь $\alpha_p = 0,02 \text{ Па} \cdot \text{м}$; материалу трубы для транспорта газа необходимо иметь $0,22 \text{ Па} \cdot \text{м}$.

Если предположить, что перекачка осуществляется при давлении 10 МПа, то материал стенки нефтепровода и газопровода должен иметь единое значение прочности $\sigma_{\text{вр}} = 780 \text{ МПа}$. Однако при этом разброс по критерию вязкости стали очень большой: для материала стенки трубы нефтепровода достаточно иметь вязкость $\alpha_p = 0,05 \text{ Па} \cdot \text{м}$; для трубы газопровода необходимо иметь $0,72 \text{ Па} \cdot \text{м}$. Создание труб с высоким уровнем вязкости сталей для условий работы в области отрицательных температур является очень сложной задачей.

Газопроводы способны работать и при меньших значениях вязкости материала труб, но при этом уменьшается степень их надежности. Если при надлежащей вязкости стали возникшая трещина (разрушение) не увеличивается под влиянием упругой энергии сжатого газа, то в сталях с пониженными показателями вязкости трещина лавинообразно распространится на большую длину трубы. По этой причине нельзя стремиться к повышению прочности трубных сталей и уменьшению толщины стенки без одновременного повышения их вязкости.

На каждую партию труб завод-изготовитель выдает сертификат, в котором указана вся информация, включая номера плавок. На внешней стороне трубы четко обозначаются размер трубы, клеймо ОТК, год изготовления и товарный знак завода.

Трубопроводная арматура предназначена для управления потоком транспортируемой жидкости. По принципу действия арматура делится на три класса: запорная, регулирующая и предохранительная. Запорная арматура устанавливается на линейной части трубопровода через каждые 10—30 км и предназначена для отсекаания аварийного или ремонтируемого участка трубы. Кроме этих случаев запорная арматура устанавливается:

- на обоих берегах водных преград и болот при их пересечении трубопроводом;
- в начале каждого ответвления от трубопровода;

- на концах участков нефтепроводов, проходящих на отметках выше населенных пунктов и предприятий.

Расходы на арматуру составляют около 12% капитальных вложений и эксплуатационных затрат. По условиям работы к арматуре предъявляют следующие требования: прочность, герметичность, коррозионная стойкость и взрывобезопасность. По значению рабочего давления арматуру подразделяют на три группы: низкого (менее 1 МПа); среднего (1,6—6,4 МПа) и высокого давления.

К запорной арматуре относятся задвижки, краны, вентили. *Задвижки* имеют незначительное гидравлическое сопротивление при полностью открытом проходе, небольшую строительную длину и возможность перекрывать потоки высоковязких жидкостей. Недостатками задвижек являются: небольшой допустимый перепад давления на затворе, невысокая скорость срабатывания, возможность возникновения гидравлического удара.

Регуляторы давления — это устройства, служащие для автоматического поддержания давления на требуемом уровне. Различают регуляторы «до себя» и «после себя». Для регулирования давления методом дросселирования применяют регулирующие заслонки с электроприводом.

Предохранительные клапаны предотвращают повышение давления в трубопроводе сверх установленной величины. На нефтепроводах применяют клапаны закрытого типа, работающие по принципу сброса части жидкости из места возникновения повышенного давления в специальный сбросной коллектор. Для предотвращения движения перекачиваемой жидкости в обратном направлении применяют обратные подъемные и поворотные клапаны.

Монтажными являются работы, связанные со сборкой и соединением секций труб в непрерывную нитку. Монтаж МТ производят индустриальным методом с максимальным уменьшением объема работ на трассе.

На практике наибольшее распространение получил поточно-расчлененный метод сварки. При работе по этому методу каждый сварщик при выполнении сварки заполняющих и об-

лицовочного слоев шва сваривает на каждом стыке только «свой» определенный сектор данного слоя. Закончив эту работу, сварщик переходит на следующий стык. Для этого метода характерна максимальная специализация сварщиков.

На участках малой кривизны используют упругий изгиб трубопровода. Минимальные радиусы упругого изгиба примерно следующие: при диаметре труб 1200 мм — радиус изгиба 1200 м; при диаметре 800 мм — 800 м; при диаметре 500 мм — 500 м. Повороты трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях преимущественно производятся за счет использования отводов холодного гнутья.

На участках с малыми радиусами кривизны применяют крутоизогнутые отводы горячего гнутья или штампосварные отводы.

Число слоев сварки определяется толщиной стенки трубы. Например, при толщине стенки трубы 24—28 мм число слоев шва должно быть не менее пяти. При V-образной разделке кромок ширина наружного шва составляет от 1,5 до 2,0 значений толщины стенки трубы. Готовый шов должен иметь усиление высотой 1—3 мм. Для обеспечения гарантированного провара корня шва сварку труб диаметром 1020—1420 мм из низколегированных высокопрочных сталей производят с внутренней подваркой.

Возможные дефекты при сварке: непровар по кромкам; усадочные раковины; шлаковые включения; пористость. Причинами образования дефектов могут быть: малый или большой зазор между кромками; высокая скорость сварки; слишком большой или малый ток; слишком длинная дуга или неправильный угол наклона электрода. Стыки не должны иметь трещин, подрезов более 0,5 мм, смещений кромок, кратеров и пор. Усиление шва должно быть высотой до 3 мм и иметь плавный переход к основному металлу.

Временное сопротивление разрыву сварного соединения должно быть не меньше нормативного значения временного сопротивления разрыву металла труб.

Стыки, выполненные дуговой сваркой, подлежат контролю физическими методами в объеме 100%. Радиографическим

методом контролируются все стыки участков категорий В и I, на переходах через болота, через железные и автомобильные дороги, а также все трубы диаметром 1020—1420 мм. Остальные стыки контролируются ультразвуковым или магнитографическим методом. При контроле стыков годными считаются швы, в которых отсутствуют трещины; глубина шлаковых включений не превышает 10% толщины стенки трубы при их суммарной длине не более 15% длины шва. Максимальный допускаемый размер пор 2,7 мм.

При неудовлетворительных результатах испытаний сварных стыков весь участок нефтепровода, сваренный с момента последней проверки, подвергается силовому воздействию на изгиб с созданием напряжения, равного 0,9 нормативного предела текучести.

8.5. Напряжения в трубопроводах и толщина стенок труб

К *нагрузкам* трубопровода относят внутреннее давление продукта в трубе, вес конструкций, давление грунта, снега и ветра, внешнее гидростатическое давление и архимедова сила. К *воздействиям* относят предварительное напряжение элементов, изменение температуры, просадки оснований и сейсмические явления. Учет внутреннего давления при расчетах прочности трубопроводов обязателен, а остальные нагрузки учитываются в зависимости от конкретных условий.

Нормативные нагрузки — это наибольшие внешние нагрузки, допускаемые при нормальной эксплуатации трубопровода. *Расчетные нагрузки* отличаются от нормативных нагрузок на величину коэффициента надежности по перегрузке n при наиболее неблагоприятных сочетаниях.

Нагрузки и воздействия, связанные с осадками и пучениями грунта, перемещением опор определяются на основании анализа грунтовых условий в процессе строительства и эксплуатации трубопровода. Параметры сейсмических колебаний грунта назначаются без учета заглубления трубопровода, а как для сооружения, расположенного на поверхности земли.

Нормативный температурный перепад в металле стенок труб принимается равным разнице между максимальной или минимальной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (привариваются компенсаторы, проводится засыпка трубы), т. е. когда фиксируется статически неопределимая система.

При установлении температурного перепада $\Delta t = (t - t_0)$ и невозможности температурных деформаций в трубопроводе формируются следующие напряжения:

$$\sigma_t = \pm \alpha_t E \Delta t, \quad (8.10)$$

где α_t — коэффициент линейного расширения материала трубы; E — модуль упругости материала трубы; t_0 — температура, при которой фиксируются элементы конструкции в проектном положении; t — наибольшая или наименьшая расчетная температура.

Усилия в трубопроводе, действующие в тангенциальном направлении, называют кольцевыми (рис. 8.3), в осевом направлении — продольными.

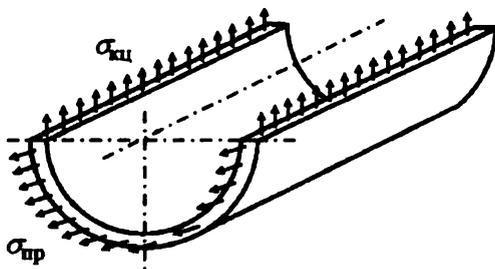


Рис. 8.3. Схема внутренних напряжений в трубе

Под воздействием внутреннего давления p в трубе с внутренним диаметром d в стенке толщиной δ формируется кольцевое напряжение

$$\sigma_{кц} = \frac{pd}{2\delta}. \quad (8.11)$$

Зависимость между продольными и поперечными (кольцевыми) напряжениями определяется через коэффициент Пуассона m следующим образом:

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \sigma_{\text{кц}}. \quad (8.12)$$

В процессе строительства трубопровод искривляется как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении. Изгиб вызывает появление в стенке трубы дополнительных напряжений, которые зависят от радиуса упругого изгиба R и геометрических характеристик трубы.

Если трубопровод не может перемещаться в продольном и поперечном направлении, то при совместном действии внутреннего давления, температуры и изгибающего момента продольные напряжения в искривленном трубопроводе определяются следующей зависимостью:

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \sigma_{\text{кц}} \pm \alpha_l E \Delta t + \frac{ED}{2R}. \quad (8.13)$$

Здесь $\sigma_{\text{кц}} = pd/2\delta_n$ — кольцевые напряжения от рабочего нормативного давления; d — внутренний диаметр трубы; δ_n — номинальная толщина стенки трубы; μ — коэффициент Пуассона материала трубы; α_l — коэффициент линейного расширения металла трубы; Δt — расчетный температурный перепад (положительный при нагревании); E — модуль упругости (модуль Юнга) материала трубы; R — минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода; D — наружный диаметр трубопровода.

Знак «минус» в (8.13) относится к случаю, когда Δt имеет отрицательное значение, т. е. расчетная температура меньше начальной температуры. В таком случае растягивающие продольные напряжения увеличиваются. В случае, когда Δt имеет положительное значение, растягивающие напряжения уменьшаются и даже могут стать сжимающими.

Под прочностью трубопровода понимают его способность сопротивляться внутренним и внешним нагрузкам без разрушения и без потери устойчивости. Для обеспечения прочнос-

ти необходимо определить напряжения в стенках трубопровода от различных нагрузок и сравнить с контролируемым сопротивлением материала трубы R_k . Если расчетные напряжения окажутся меньше значения R_k , прочность считается обеспеченной.

Сопротивление материала нагрузкам характеризуется диаграммой растяжения или сжатия. На этой диаграмме имеются обычно три характерных значения: σ_y — напряжения на конце участка упругой зависимости; σ_T — напряжения на площадке текучести; $\sigma_{вр}$ — временное сопротивление разрыву, при котором происходит быстрое разрушение материала. Например, для стали Ст. 3 $\sigma_T = 240$ МПа, а $\sigma_{вр} = 400$ МПа. Принимая в расчетах в качестве контролируемого сопротивления σ_T , получим одно значение толщины стенки труб, а принимая $\sigma_{вр}$ — другое значение толщины стенок.

Магистральные трубопроводы рассчитываются на нагрузки и воздействия по методу предельных состояний. Для всех схем их прокладки принимают два предельных состояния работы материала:

- предельное состояние, за которое принимают условие прочности металла труб на разрыв R_1'' (по ГОСТам на трубы);
- предельное состояние, за которое принимают условия появления пластических деформаций R_2'' (по ГОСТам на трубы).

Напряжения в материале трубы определяют от всех нормативных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики и курса сопротивления материалов.

В строительных нормах в качестве расчетных сопротивлений приняты два контролируемых сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 , которые следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n}, \quad (8.14)$$

$$R_2 = \frac{R_2'' m}{k_2 k_n}. \quad (8.15)$$

Здесь $m = 0,6—0,9$ — коэффициент условий работы трубопровода, зависящий от категории трубопровода и его участка; $k_1 = 1,34—1,55$ и $k_2 = 1,11—1,20$ — коэффициенты надежности (безопасности) по материалу труб с учетом технологии их изготовления и сварки; $k_n = 1,0—1,05$ — коэффициент надежности, учитывающий внутреннее давление, диаметр и назначение трубопровода.

В последних зависимостях значение R_1^n принимается равным минимальному значению $\sigma_{вр}$ для материала; R_2^n принимается равным пределу текучести σ_T по техническим условиям на трубы.

В соответствии с методикой расчета прочности по предельным состояниям различают расчетные и нормативные нагрузки. Расчетные нагрузки учитывают их возможное отклонение от нормативных с помощью различных значений коэффициентов перегрузки.

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется следующей зависимостью:

$$\delta = \frac{n p D_n}{2(R_1 + n p)}, \quad (8.16)$$

Здесь $n = 1,10—1,15$ — коэффициент перегрузки или коэффициент надежности по рабочему давлению в трубопроводе; p — рабочее нормативное давление; D_n — наружный диаметр трубопровода.

Пусть трубопровод с наружным диаметром 1220 мм работает при рабочем давлении $p = 7,5$ МПа. Нормативное расчетное сопротивление материала стенки трубы $R_1^n = \sigma_{вр} = 480$ МПа. Коэффициент безопасности по материалу $k_1 = 1,34$, коэффициент надежности $k_n = 1,05$, коэффициент перегрузки $n = 1,1$, коэффициент условий работы $m = 0,75$. При таких условиях работы толщина стенок трубопровода должна быть равной $\delta = 19,2$ мм.

При наличии в трубопроводе продольных осевых сжимающих напряжений расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле (8.16), в которой расчетное сопро-

тивление R_1 умножается на коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние трубы:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{пр}}}{R_1} \right)^2} - \frac{\sigma_{\text{пр}}}{2R_1}, \quad (8.17)$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ — абсолютное значение продольных сжимающих напряжений от расчетных нагрузок и воздействий.

Толщину стенки труб следует принимать не менее $1/140D_n$, но не менее 4 мм для труб диаметром свыше 200 мм. Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного ГОСТом.

8.6. Изоляция труб и испытания магистральных трубопроводов

Защита МТ от подземной коррозии осуществляется комплексно: защитными (изоляционными) покрытиями и средствами электрохимической защиты.

Изоляционные покрытия должны удовлетворять следующим требованиям:

- быть сплошными и обладать высокими диэлектрическими свойствами;
- обладать хорошей адгезией и водонепроницаемостью;
- обладать термостойкостью, биостойкостью и механической прочностью.

В зависимости от используемых материалов различают покрытия на основе битумных мастик, полимерных липких лент, эпоксидных полимеров, каменноугольных пеков, стеклоэмалевых покрытий и др. Наибольшее распространение получили покрытия на основе битумных мастик.

В зависимости от условий прокладки и эксплуатации применяют покрытия: усиленные и нормальные.

Усиленные покрытия применяют на трубах со сжиженными углеводородами, трубах диаметром 1020 мм и более, в засоленных и болотистых почвах, на подводных и других переходах, при температуре продукта выше 40 °С. Это покрытие

включает в себя грунтовку, слой битумно-резиновой мастики толщиной 6 мм, слой стеклохолста и защитную обертку. Усиленное покрытие также может выполняться из двух слоев полимерной ленты.

В большинстве остальных случаев используется нормальное покрытие, которое включает в себя битумную грунтовку, слой битумно-резиновой мастики до 4 мм, слой стеклохолста и защитную обертку.

Изолируемые трубы перед нанесением грунтовочного слоя очищаются от ржавчины, масел и пыли.

Битумно-полимерные грунтовки изготавливают в заводских условиях. Битумно-резиновые грунтовки и мастики готовятся на месте растворением битума в бензине. Слой грунтовки заполняет микронеровности на поверхности металла и служит для обеспечения лучшей адгезии между поверхностью металла и основным изоляционным слоем.

Битумные мастики изготавливают в заводских условиях; в трассовых условиях — их разогревают в котлах до 150—200 °С.

В состав мастик входит битум до 90 %, резиновая крошка — до 12 %, пластификатор — до 7 % и наполнитель (доломит, известняк, тальк).

Нанесение покрытий производится изоляционными машинами. На изолирующей обечайке устанавливается необходимый зазор между обечайкой и трубой.

Армирование битумного покрытия стеклохолстом и рулонными материалами осуществляется спирально без морщин и складок с нахлестом не менее 30 мм. Ширина рулонного материала не более 50 см.

Рулонные материалы наносят одновременно с изоляцией по слою горячей мастики путем намотки по спирали той же изоляционной машиной.

Клеевые грунтовки, изоляционные ленты и обертки наносятся на трубу одновременно механизированным способом. Для обеспечения плотного прилегания лент и оберток необходимо постоянное натяжение материала с определенным усилием.

Тип полимерного покрытия выбирается в зависимости от температуры транспортируемого продукта. Порошковые по-

лиэтиленовые покрытия применяют при 70 °С. эпоксидные — при 80 °С, полиэтиленовые липкие ленты — при 70 °С, поливинилхлоридные липкие ленты — при 40 °С.

Усиленные полимерные покрытия имеют толщину до 3 мм. Они очень технологичны, изготавливаются в основном в заводских условиях.

Крановые узлы, задвижки, катодные выводы изолируются битумными мастиками или полимерными липкими лентами.

Трубные плети укладывают в траншею в зависимости от местных условий и диаметра труб одним из нескольких способов.

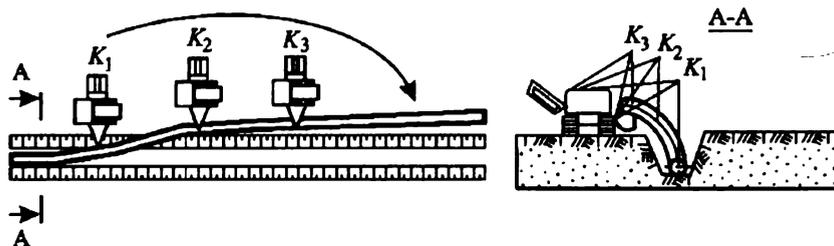


Рис. 8.4. Схема укладки изолированного трубопровода в траншею

Для обеспечения сохранности изоляционного покрытия при укладке плетей в траншею нельзя допускать их соприкосновения со стенками траншеи. Дно траншеи должно быть выровнено мягкой подсыпкой. Обетонированные трубы и трубы с футеровкой дополнительной защиты от повреждений не требуют.

Гидравлические испытания трубопроводов

Перед сдачей в эксплуатацию трубопровод должен быть очищен от посторонних предметов, грязи и пыли. Очистка производится после выполнения всех видов работ: при подземной схеме укладки трубопровод должен быть уложен в траншею и засыпан грунтом, при наземной — уложен и обвалован грунтом, при надземной — уложен на опоры и закреплен.

Основным способом очистки полости трубы является пропуск по ней специальных очистных устройств с помощью воздуха или газа, а также с помощью воды.

Для продувки трубопровода требуется высокое давление воздуха, чтобы обеспечить поршню движение со скоростью до 60 км/ч. После заполнения ресивера (накопителя воздуха) воздух подают в продуваемый участок, куда уже помещен поршень. Под давлением воздуха поршень очищает трубопровод и вылетает в специальный патрубок.

При промывке полости труб водой решаются одновременно две задачи: трубопровод очищается от грязи и заполняется водой для последующего гидравлического испытания. Длина участков, промываемых за один проход поршня, может достигать 50 км.

Расчетная прочность трубопровода — это характеристика, учитывающая все предполагаемые факторы, которые могут привести к его разрушению.

В процессе строительства трубопровода за всеми технологическими операциями осуществляется строгий контроль, однако высокая эксплуатационная надежность может быть обеспечена только после проведения испытания на прочность всей линейной части и различных узлов трубопровода.

На заводе трубы испытывают кратковременным приложением давления, которое вызывает кольцевые напряжения, близкие к пределу текучести. Однако проверить соответствие расчетной прочности трубопровода действительной прочности в условиях эксплуатации трубопровода можно только испытанием внутренним давлением, при котором выявляются все обнаруженные дефекты.

Испытания проводят водой. В зависимости от категории участков принимают от одного до трех испытаний с определенными максимальными величинами давлений. При проверке на прочность испытания проводятся в течение 24 ч, на герметичность — 12 ч. Испытательное напряжение не должно вызывать в металле напряжений более 0,9 предела текучести.

Первый этап испытаний осуществляют на площадке до нанесения изоляции для участков категорий В и I при давлении $1,25p_{\text{раб}}$. Второй этап испытаний проводится после укладки, но до засыпки трубопровода. При этом отдельные испытываемые участки ограничиваются заглушками или линейной

арматурой. На третьем этапе трубопровод испытывается одновременно с прилегающими участками.

Испытательное давление в наиболее высокой точке трассы принимается не менее $1,1p_{\text{раб}}$ для участков третьей и четвертой категорий; $1,25p_{\text{раб}}$ для участков первой и второй категорий; $1,5p_{\text{раб}}$ для трубопроводов категории В. При испытании устанавливается охранная зона по 100 м в обе стороны от трубопровода.

Перед вводом в эксплуатацию трубопроводов, которые были выведены из эксплуатации на срок более одного года, проводятся гидравлические переиспытания. Протяженность испытываемых участков не должна быть больше 40 км.

В процессе выдержки трубопроводов под давлением может изменяться температура воды и стенок труб, вследствие чего будет изменяться давление в трубе. Изменение испытательного давления компенсируется подкачкой или сбросом воды. При резком падении давления и обнаружении выхода воды испытания прерываются.

Результаты гидравлических испытаний на прочность и герметичность признаются удовлетворительными, если не произошло разрывов, падения давления, а в основном металле, сварных швах, арматуре не обнаружено течи и запотеваний. Выявленные при испытаниях дефекты должны быть устранены в порядке, предусмотренном нормативными документами.

8.7. Виды коррозии и электрохимическая защита трубопроводов

При рассмотрении многих технических вопросов, таких, например, как истечение нефтепродуктов из резервуаров различного назначения, распыление топлива через форсунки котельных агрегатов и двигателей внутреннего сгорания, утечки нефти через свищи и трещины в стенках трубопроводов, приходится сталкиваться с истечением жидкости через отверстия.

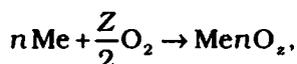
Трубопроводы, резервуары и оборудование в процессе эксплуатации подвергаются процессу коррозии (лат. *corrosio* — разъедание). *Коррозия* — это процесс самопроизвольного

окисления металла под воздействием окружающей среды, приводящий к его разрушению. Таким образом, конструкцию нужно защищать от ОС, чтобы эта конструкция защищала ту же ОС.

Коррозия труб происходит как снаружи под действием почвенного электролита, так и изнутри вследствие примесей влаги, солей и сероводорода, содержащихся в углеводородном сырье. Коррозия приводит к преждевременному износу агрегатов, трубопроводов, резервуаров.

В зависимости от механизма реакций, протекающих на поверхности металла, коррозия бывает химической и электрохимической.

Химическая коррозия — это процесс разрушения металла при его взаимодействии с газами или жидкостями по законам химических реакций, не сопровождающийся возникновением электрического тока. При этом продукты коррозии образуются на всем участке контакта металла с агрессивной средой. Кинетика этих реакций выглядит следующим образом:



где n — число атомов металла в реакции; Z — валентность металла.

Электрохимическая коррозия подразделяется на коррозию в электролитах, почвенную, атмосферную и контактную. Во всех случаях окисление металлов происходит за счет возникновения электрического тока, анодные и катодные процессы протекают на различных участках поверхности, а продукты коррозии образуются на анодных участках.

При электрохимической коррозии одновременно протекают два процесса — *окислительный (анодный)*, вызывающий растворение металла на одном участке, и *восстановительный (катодный)*, связанный с выделением катиона из раствора и восстановлением окислителя на другом. В результате возникают микрогальванические элементы, и появляется электрический ток, обусловленный электронной проводимостью металла и ионной проводимостью раствора электролита. Анод-

ные и катодные процессы локализуются на тех участках, где их протекание облегчено.

Причины, вызывающие электрохимическую неоднородность поверхности, многочисленны: макро- и микронеоднородность металла, фазовая и структурная неоднородность сплавов, неоднородность деформаций и напряжений. Неоднородность приводит к образованию микроэлементов (микропар) в местах соприкосновения с грунтом.

Для стальных трубопроводов скорость разрушения зависит от типа грунта, содержания влаги и воздуха в грунте, температуры и удельного сопротивления грунта, наличия бактерий, которые активизируют коррозионные процессы за счет образования сульфатных солей.

Изоляционные покрытия не гарантируют необходимой защиты подземных трубопроводов от коррозии. Практика показывает, что даже тщательно выполненное изоляционное покрытие в процессе эксплуатации стареет: теряет адгезионные свойства и водоустойчивость. Случаются повреждения изоляции при засыпке трубопроводов, при воздействии корней растений. По названным причинам защита трубопроводов от подземной коррозии осуществляется комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

При контакте металла трубопровода с почвенными электролитами происходит его окисление, сопровождающееся протеканием электрического тока. На различных участках поверхности трубы возникают катодные и анодные участки. При этом на анодных участках происходит процесс коррозионного разрушения, который начинается с поверхности трубы и затем распространяется вглубь металла.

На интенсивность протекания процессов коррозии оказывают влияние различные факторы: неоднородность состава сталей; различная влажность грунтов и различная минерализация грунтовых вод.

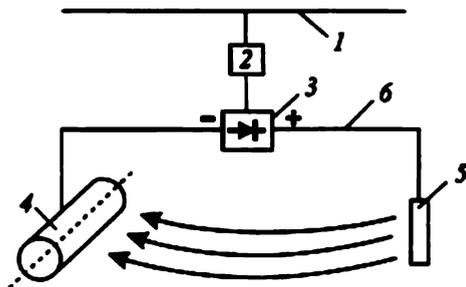
При активных способах защиты трубопроводов от наружной коррозии создается такая электрическая цепь, в которой

металл трубопровода является катодом, а дополнительно размещенный в грунте металл — анодом.

При катодной защите положительный полюс источника постоянного тока (анод) подключается к специальному анодному заземлителю, а отрицательный (катод) — к защищаемому трубопроводу (рис. 8.5).

Рис. 8.5. Схема катодной защиты трубопровода:

1 — линия электропередачи;
2 — трансформаторный пункт;
3 — станция катодной защиты;
4 — трубопровод;
5 — анодное заземление;
6 — кабель



Принцип действия **катодной защиты** аналогичен процессу протекания электролиза. Под воздействием электрического поля металл анодного заземлителя теряет электроны, а его ионы переходят в раствор почвенного электролита. Таким образом, разрушению подвергается анодный заземлитель.

Расстояние между заземлителем и трубопроводом может назначаться от 100 до 1000 м. Это расстояние определяет срок службы заземлителя (10—15 лет) и необходимое количество станций катодной защиты (СКЗ). Например, при защите трубопровода диаметром 820 мм и удалении заземлителя от трубопровода на 350 м зона влияния одной СКЗ составляет примерно 15 км. Кабель может прокладываться в траншее или по столбам воздушной линии.

Принцип действия **протекторной защиты** аналогичен принципу действия гальванической пары: рядом с трубопроводом размещают протектор — более активный металл (магний, цинк или алюминий), который соединяют с трубопроводом изолированным проводником. При этом возникает разность потенциалов, под действием которой по кабелю происходит направленное движение электронов от протектора-анода к трубопро-

воду-катоде. В данном случае разрушению также подвергается протектор, а не трубопровод.

Сила возникающего тока контролируется с помощью специальной контрольно-измерительной колонки. Кабель укладывается в траншею на глубину 0,8 м. Протектор опускается в скважину, которая бурится со дна траншеи. Обычно протекторная защита применяется при прокладке трубопроводов в труднодоступных районах, удаленных от источников электроэнергии.

Электродренажная защита предназначена для защиты трубопроводов от разрушения блуждающими токами. Источником блуждающих токов является электротранспорт, работающий по схеме «провод—двигатель—рельс».

Если поблизости от железной дороги находится трубопровод с нарушенной изоляцией, то стекающий на землю ток пойдет по трубопроводу. Труба — это шунтирующий элемент, снижающий электрическое сопротивление. В месте выхода тока трубопровод может за очень короткое время разрушиться. Сооружения электродренажной защиты отводят блуждающие токи от трубопровода на специальное заземление или возвращают блуждающие токи на их источник. Сила тока в цепи «трубопровод-рельс» регулируется реостатом.

Основной принцип этой защиты состоит в устранении анодных зон путем отвода (дренажа) блуждающих токов в рельсовую часть цепи электротяги (рис. 8.6), имеющей отрицательный или знакопеременный потенциал. Принципиальная схема электрического дренажа, обеспечивающая прохождение блуждающих токов только в одном направлении из трубопровода в рельс, приводится на рис. 8.6, б.

Работы по сооружению электрохимической защиты осуществляются в две стадии. На первой стадии выполняются работы: разметка трасс ЛЭП и кабелей; доставка оборудования и монтажных узлов; укладка кабелей в траншеях; сооружение заземлений и укладка протекторов; монтаж катодных электрических выводов от трубопроводов, а также контактных соединений анодных и протекторных выводов. Эти работы ведутся одновременно с основными строительными работами по технологической части трубопровода.

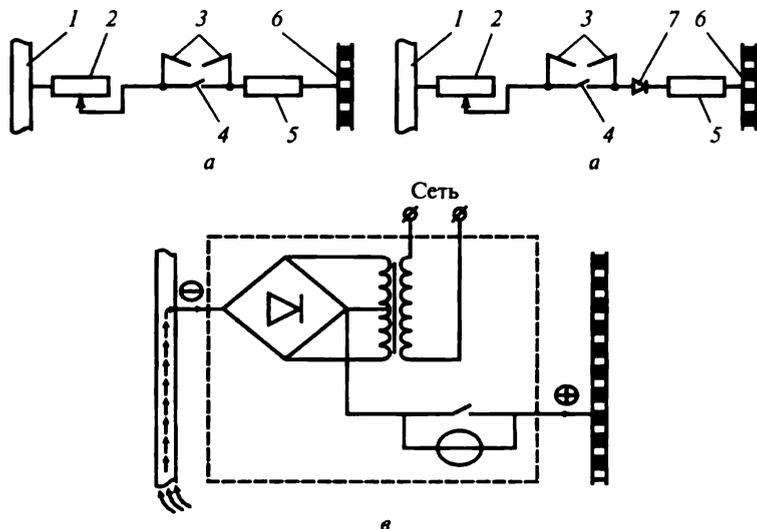


Рис. 8.6. Принципиальные схемы электрического дренажа:
 а — прямой; б — поляризованный; в — усиленный; 1 — трубопровод;
 2 — переменное сопротивление; 3 — клеммы для подключения шунта
 амперметра; 4 — выключатель; 5 — плавкий предохранитель; 6 — рельс;
 7 — выпрямитель

На второй стадии устанавливается оборудование, шкафы дренажной защиты, подключаются кабели, и осуществляется пуск и опробование оборудования.

8.8. Санитарно-защитные зоны предприятий

Предприятия с технологическими процессами, являющимися источниками негативного воздействия на среду обитания и здоровье человека, должны отделяться от жилой застройки санитарно-защитными зонами (СЗЗ). Эти зоны устанавливаются для объектов, создающих за пределами промплощадки уровни загрязнения выше ПДК или ПДУ.

Ширина СЗЗ устанавливается с учетом результатов расчетов ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха и уровней физических воздействий по каждому из факторов, а для действующих предприятий — натурных исследований.

Для магистральных трубопроводов, компрессорных станций создаются санитарные разрывы (полосы отчуждения) с учетом диаметра трубопроводов.

В границах СЗЗ допускается размещать сельхозугодья для выращивания технических культур, объекты торговли, гаражи, поликлиники, учебные заведения, прачечные, ЛЭП, скважины техводоснабжения.

В целях защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями (ВЛ) электропередачи с напряженностью более 1 кВ/м, устанавливаются санитарные разрывы. Ширина санитарных разрывов для ВЛ напряжением 330 кВ — 40 м, для ВЛ напряжением 500 кВ — 60 м, для 1150 кВ — 110 м.

Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сут., а также с высоким содержанием летучих углеводородов относятся к первому классу и должны иметь СЗЗ не менее 1000 м.

Глава 9

ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ УЩЕРБА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ

9.1. Экологическое сопровождение объектов разработки месторождений на стадии проектирования

Разработка месторождений — это комплекс мероприятий по извлечению нефти и газа из недр и управлению этим процессом. В проектных документах приводится обоснование:

- выделения эксплуатационных объектов и системы размещения сеток добывающих и нагнетательных скважин;
- способов и режимов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;
- способов и агентов воздействия на пласты с целью повышения пластового давления и нефтеизвлечения;
- требований к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин;
- требований к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и комплексу исследований скважин;
- мероприятий по охране недр и ОС при бурении и эксплуатации скважин.

При составлении проектных документов на разработку месторождения в разделе «Охрана окружающей среды и недр» освещаются следующие вопросы.

1. Охрана атмосферного воздуха на территории промысла за счет сокращения потерь нефти и газа, высокой степени утилизации ПНГ, повышения надежности оборудования. Здесь же проводится расчет валовых выбросов вредных веществ в атмосферу и намечаются мероприятия по контролю за ее состоянием.

2. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения за счет выделения водоохраных зон, организации очистных сооружений и закачки подтоварных вод в промысловые горизонты.

3. Охрана земель, лесов, флоры и фауны за счет герметизации системы сбора, подготовки и транспортировки нефти, уменьшения отходов, загрязняющих ОС, рекультивации земель и организации экологического мониторинга.

4. Охрана недр за счет исключения межколонных перетоков и грифонов, аварийного фонтанирования, просадки устьев скважин и смятия НКТ.

5. Обеспечение экологической безопасности на объектах сбора и подготовки нефти за счет очистки, сброса и утилизации до 90 % пластовых вод в пунктах добычи нефти и исключения встречных перекачек, улавливания испарений из резервуаров, снижения расходов пресной воды при обессоливании.

9.2. Экологическое сопровождение эксплуатации объекта нефтегазового комплекса

Экологическое сопровождение эксплуатации — это непрерывный процесс, который осуществляется коллективом специалистов под руководством главного инженера. Главным природоохранным мероприятием является экологическое нормирование.

Нормирование выбросов в атмосферу

Проект нормирования выбросов ЗВ в атмосферу и получение разрешения на выбросы разрабатывается предприятием и привлеченной специализированной организацией. Цель нормирования — госрегулирование выбросов, стимулирование предприятия к снижению объемов и токсичности ЗВ.

Нормативы ПДВ загрязняющих веществ устанавливаются территориальными органами МПР РФ для каждого стационарного источника выбросов и производства в целом. Для этого используется следующая информация:

- фоновая концентрация ЗВ;
- карта-схема предприятия с нанесенными источниками выбросов;
 - ситуационная карта-схема района размещения предприятия с указанием границ СЗЗ, селитебных территорий и постов наблюдений;
 - расход и состав используемого сырья, материалов и топлива;
 - данные о типах оборудования и марках транспортных средств;
 - формы статистической отчетности 2-ТП, замеры концентраций ЗВ на границе СЗЗ.

Разработанные нормативы и лимиты используются для расчета и взимания экологических платежей, связанных с загрязнением атмосферы, для наложения штрафов и предъявления исков о возмещении ущерба при нарушении природоохранного законодательства.

Нормирование сбросов в водные объекты

Нормирование деятельности предприятия при данном виде экологического сопровождения заключается в разработке и согласовании проекта нормативов ПДС загрязняющих веществ в водные объекты и получении разрешения на сброс. Суть данного этапа сопровождения состоит в установлении нормативов ПДС в поверхностные и подземные водные объекты для действующего предприятия на основе анализа технологии производства и источников сброса ЗВ, а также экологического состояния водных объектов; в обосновании выбора водоохраных мероприятий, обеспечивающих достижение нормативных сбросов.

Установленные нормативы ПДС и лимиты ВСС используются при выдаче лицензий на водопользование, установлении размеров платежей.

Нормирование в сфере обращения с отходами

Данный вид экологического сопровождения деятельности предприятия заключается в разработке и согласовании проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение и получение разрешения на размещение отходов.

В соответствии с ФЗ «Об охране окружающей среды» и «Об отходах производства и потребления» все предприятия должны вести учет наличия, образования, использования и размещения отходов собственного производства. Исходными данными для проведения инвентаризации источников образования отходов являются:

- карта-схема предприятия с нанесенными на нее местами временного хранения отходов;
- информация о технологии производства и оборудовании с точки зрения образования отходов;
- перечень и паспорта образующихся отходов;
- установки и технологии по переработке и обезвреживанию отходов на предприятии;
- информация о местах размещения отходов и договоры на вывоз и размещение отходов.

9.3. Основные мероприятия по охране окружающей среды

Охрана атмосферы

Когда отходящие газы покидают дымовую трубу и поступают в атмосферу, на них начинают действовать внешние метеорологические факторы. Эти факторы влияют на распространение дыма от трубы и перенос загрязняющих веществ на дальние расстояния. В зависимости от атмосферных условий внешний вид факела может отличаться большим разнообразием (рис. 9.1).

Горизонтальное перемещение примесей определяется скоростью ветра, а вертикальное — распределением температур по вертикали. Наиболее неблагоприятной является разновидность температурной стратификации атмосферы — инверсия (рис. 9.2), когда холодный воздух подтекает под теплый. Образованию инверсий способствуют штили, туманы, низкая облачность, холодная почва, ложбинные места. В результате загрязняющие вещества накапливаются над поверхностью земли. Инверсии сопровождаются смогом, недопустимо высокой концентрацией вредных примесей в атмосфере.

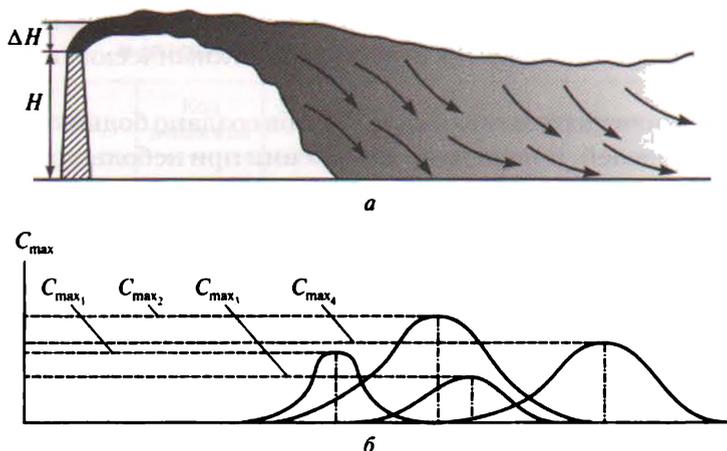


Рис. 9.1. Рассеивание и осаждение выбросов:
 а — общая картина: б — различия в расположении зон максимальной приземной концентрации отдельных компонентов выбросов

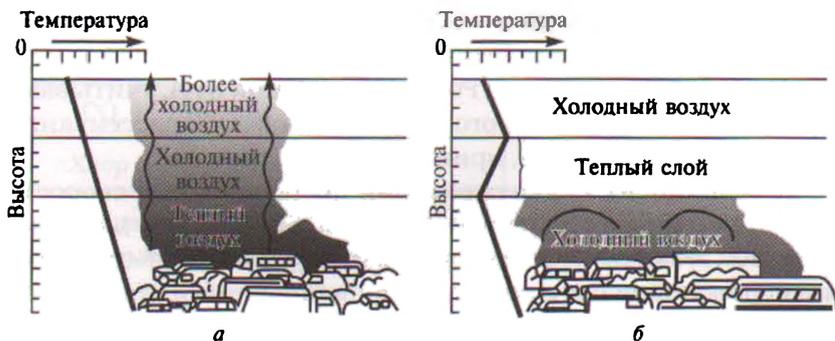


Рис. 9.2. Распределение температуры по высоте:
 а — нормальное распределение: б — инверсия

Смог — это явление образования токсичной смеси дыма и тумана в результате загрязнения воздуха в условиях высокой влажности продуктами сгорания топлива. При этом сажа и диоксид серы образуют в каплях воды серную кислоту. Наблюдается также *фотохимический смог*, когда под действием солнечного излучения взаимодействуют оксиды азота и углево-

дороды, попадающие в воздух с выхлопными газами. Продукты этих реакций являются агрессивными химическими соединениями.

Для расчета рассеивания выбросов создано большое количество моделей. В первом приближении при небольшом перепаде отметок местности высота источника выбросов над землей H может быть определена по следующей формуле:

$$H = \sqrt{\frac{kM}{(\text{ПДК} - C)\sqrt[3]{Q\Delta T}}}, \quad (9.1)$$

где M — масса вредного вещества, выбрасываемого в единицу времени, г/с; $k = AF\eta\eta_l$ — безразмерный коэффициент, учитывающий температурную стратификацию атмосферы A , скорость оседания частиц в воздухе F , условия выхода газовой смеси из трубы η и η_l ; C — фоновая концентрация вредных веществ; Q — объемный расход выбрасываемой газовой смеси, м³/с; ΔT — разность температур выбрасываемой смеси и окружающего воздуха.

Значение коэффициента A зависит от региона. Например, для Центрального региона России коэффициент A , учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеивания загрязняющих веществ, принимается равным 140.

Коэффициент F , учитывающий дисперсность и скорость оседания наиболее крупных фракций, равен: 1,0 — для газообразных веществ и мелкодисперсных аэрозолей; 2,0 — для крупнодисперсной пыли и золы при степени очистки менее 90%; 3,0 — при отсутствии очистки, а также для производств, выбрасывающих конденсирующийся водяной пар.

В первом приближении коэффициенты η и η_l принимаются равными единице.

Расчет предельно допустимого нагретого выброса вредного вещества выполняется с использованием следующей зависимости:

$$\text{ПДВ} = (\text{ПДК} - C) \frac{H^2 \sqrt[3]{Q\Delta T}}{k}. \quad (9.2)$$

Таблица 9.1. Значения ПДК некоторых вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов

Вещество	Код вещества	Максимальная разовая	Среднесуточная	Класс вредности
Азота диоксид	200	0,085	0,085	2
Аммиак	202	0,2	0,2	4
Бензин	955	5,0	1,5	4
Взвешенные вещества	936	0,5	0,05	3
HCl	248	0,2	0,2	2
SO ₂	701	0,5	0,05	3
Озон	289	0,16	0,03	1
Сажа	321	0,15	0,05	3
H ₂ S	292	0,008	0,008	2
CO	322	3,0	1,0	4
Хлор	210	0,1	0,03	2

Требуемое потребление воздуха, в котором необходимо разбавить выбрасываемую примесь, чтобы довести ее концентрацию до ПДК определяется следующим отношением:

$$\text{ТПВ} = 1000M/\text{ПДК} (\text{м}^3/\text{с}). \quad (9.3)$$

Приоритетность примеси загрязняющего вещества определяется по величине параметра

$$\Phi = \text{ТПВ}/H, \quad (9.4)$$

где H — высота источника выброса. Чем больше значение параметра Φ , тем приоритетнее (опаснее) загрязняющее вещество.

Наиболее актуальными природозащитными мероприятиями воздушной среды являются:

- установление научно обоснованных нормативов ПДВ для источников загрязнения;
- оборудование дизелей буровых установок нейтрализаторами и сажевыми фильтрами;
- оборудование факельных устройств установками бездымного сжигания газа;
- использование попутного нефтяного газа для ППД и бытовых нужд;
- снижение объемов испарения УВ из резервуаров хранения;
- герметизация систем сбора и транспортировки нефти и газа.

В помещениях насосных станций и нефтебаз применяется приточно-вытяжная вентиляция. Приточная система вентиляции включает воздухозаборное устройство, вентиляторы. Калориферы с системой воздухопроводов. Вытяжная система вентиляции включает дефлекторы, обеспечивающие естественный воздухообмен, и систему принудительного удаления воздуха.

Расход приточного воздуха G в зданиях насосных определяется по нормируемой кратности воздухообмена

$$G = Wn, \quad (9.5)$$

где W — объем помещения; n — нормируемая кратность воздухообмена, изменяется от 3,0 до 14; зависит от вида нефтепродуктов и наличия в них сернистых соединений.

Охрана водных ресурсов:

- соблюдение экологических ограничений в водоохраных зонах и СЗЗ водозаборов;
- недопущение сброса сточных вод на рельеф и в водные объекты без очистки;
- применение безамбарных методов бурения и бурения в режиме замкнутого технологического цикла;
- организация эффективной защиты от инфильтрации отходов буровых растворов;
- проведение тампонажных работ с высоким качеством;
- усиленная изоляция трубопроводов;
- обеспечение буровых и иных производственных площадок противоаварийным оборудованием.

Разбавление сточных вод — это процесс снижения концентраций загрязняющих веществ в водотоках и водоемах, протекающий вследствие перемешивания сточных вод с водной средой. Интенсивность этого процесса характеризуется кратностью разбавления:

$$n = (Q + q_{\text{ст}}) / q_{\text{ст}}, \quad (9.6)$$

где Q — расход водотока; $q_{\text{ст}}$ — расход сточной воды.

Разбавление происходит в направлении господствующих течений, и в этом направлении кратность разбавления увеличивается. В месте выпуска $n = 1$, затем ниже по течению концентрация примеси снижается до наступления полного перемешивания. Факторы и условия, определяющие процесс разбавления, определяются конструктивными и технологическими особенностями выпуска сточных вод и гидрологическими и метеорологическими особенностями водотоков и региона.

Расчет предельно допустимого сброса (ПДС) для водотоков осуществляется с помощью следующей зависимости:

$$\text{ПДС} = C_{\text{ПДС}} q_{\text{ст}} \text{ (г/ч)}, \quad (9.7)$$

где $C_{\text{ПДС}}$ — концентрация примеси в сточных водах, при которой в конкретных условиях водоотведения не превышаются нормы качества воды в расчетных (контрольных) створах, г/м³.

Расчетные створы для водных объектов хозяйственно-питьевого водопользования находятся в 1 км выше по течению от ближайшего пункта водопользования.

Охрана геологической среды и почвы:

- применение нетоксичных рецептур буровых растворов;
- надежная изоляция сопутствующих горизонтов;
- планировка и обваловка буровых площадок;
- полная утилизация отходов бурения;
- установление обоснованных нормативов образования и лимитов размещения отходов;
- оборудование очистными сооружениями временных поселков и бытовых помещений;

- разработка проектов рекультивации нарушенных земель и организация рекультивационных работ по завершении бурения и эксплуатации скважин.

Предельное количество отходов на территории предприятия допускается при условии возможного выделения вредных веществ в воздушную среду в концентрациях, не превышающих 30% ПДК воздуха рабочей зоны и при отсутствии загрязнения почвы и водных объектов.

Вещества 1 класса опасности хранятся в герметизированной таре (контейнеры); вещества 2 класса опасности — в закрытой таре; 3 класса — в бумажных мешках; 4—5 класса — навалом, насыпью.

Охрана растительного и животного мира:

- рациональное использование земельного фонда и проведение компенсационных мероприятий;

- экологическое обучение персонала.

Наиболее эффективными техническими мероприятиями по предотвращению осложнений на скважинах и промышленных трубопроводах являются следующие:

- стабилизация потоков жидкостей и газов в трубах с целью исключения внутритрубных волновых процессов;

- подавление коррозионных процессов;

- автоматизация процессов перекачки с отключением при аварийных ситуациях;

- составление декларации промышленной безопасности объектов с учетом экологических рисков на разных стадиях добычи, подготовки и перекачки углеводородов;

- использование эффективных методов ликвидации последствий аварий.

9.4. Мероприятия при ликвидации объектов инфраструктуры промысла

Стадия ликвидации объектов промысла включает консервацию, ликвидацию, демонтаж оборудования и построек промыс-

ла, вывоз отходов, а также рекультивационные мероприятия. Эти работы осуществляются по специальным проектам.

Перед началом ликвидации скважины разрабатываются противовыбросовые мероприятия: способы поддержания гидростатического давления; обеспечение работы разгрузочной скважины на случай выхода из строя основной буровой установки; способы использования буровых растворов; обучение личного состава буровой.

В первую очередь производится разрядка и глушение скважины пластовой водой, раствором хлористого кальция или глинистым раствором. Разрядка производится в передвижные емкости, систему ППД или поглощающие скважины. После подъема глубинного оборудования и промывки скважины до забоя устанавливается цементный мост в интервале продуктивного пласта. После заполнения скважины глинистым раствором с ингибитором коррозии и глубинного торпедирования извлекают эксплуатационную колонну. С целью улучшения изоляции закачивают тампонажный раствор в пространство между кондуктором и горной породой. Тампонажный цемент должен быть устойчивым к агрессивным компонентам.

Устье скважины должно быть оборудовано задвижкой высокого давления в коррозионно-стойком исполнении. Вокруг скважины сооружается бетонная площадка с металлическим ограждением. На площадке устанавливается репер.

9.5. Мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий

Основным нормативным актом, регулирующим деятельность предприятий по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ЛАРН), является ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Согласно этому закону эксплуатирующие компании обязаны планировать и осуществлять мероприятия по предупреждению и ликвидации возможных аварийных ситуаций на своих производственных объектах.

Задачей разработки планов ЛАРН является обеспечение готовности компаний, осуществляющих работы по разведке, добыче, хранению, транспортировке, переработке нефти и нефтепродуктов, к локализации разливов и их скорейшей ликвидации.

Независимо от величины и места разлива установленное время его локализации составляет не более 4 ч при разливе в акватории и не более 6 ч при разливе на почве. Планы ЛАРН разрабатывают исходя из максимально возможного количества разлившейся нефти:

- для нефтеналивного судна — 2 танка;
- для стационарных и плавучих добывающих установок и нефтяных терминалов — 1500 т;
- для нефтехранилищ — 100 % объема максимальной емкости одного объекта хранения;
- для железнодорожного состава — 50 % общего объема цистерн в составе;
- для трубопровода при порыве — 25 % объема прокачки в течение 6 ч и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке трубопровода;
- для трубопровода при проколе — 2 % объема прокачки в течение 14 дней.

План ЛАРН должен содержать:

- прогноз возможных разливов;
- расчет количества сил и средств, достаточных для ликвидации аварии;
- схему управления, связи, оповещения и взаимодействия сил и средств;
- географические и другие особенности района разлива;
- график проведения операций по ликвидации разлива и порядок обеспечения безопасности населения;
- организацию материально-технического, инженерного и финансового обеспечения операций.

Эффективность противоаварийных мероприятий обеспечивается проведением учений и тренингов персонала, занятого работой по ликвидации разливов.

Восстановление нарушенных природных комплексов длится десятки лет, поэтому приоритет должен отдаваться мерам

по предотвращению аварийных ситуаций, наиболее тяжелыми из которых являются разливы нефти.

При возникновении аварийной ситуации предприятие обязано:

- ликвидировать (заглушить, перекрыть) источник разлива нефти;
- локализовать нефтяной разлив;
- оценить объем разлива и определить способ его ликвидации;
- собрать и вывезти собранную с почвы и водной поверхности нефть в пункт утилизации;
- произвести оценку полноты выполненных работ и рекультивацию загрязненной почвы.

Аварийные разливы на скважинах, выкидных линиях, технологическом оборудовании должны локализовываться в пределах обвалованных площадок. Объем обвалованного пространства кустовой площадки должен составлять не менее 100 м³, что превышает суточные дебиты скважин.

При авариях вне обустроенных площадок проводятся следующие действия по локализации разливов:

- при малых разливах участок оконтуривается плугами на глубину 20—25 см;
- при средних разливах сооружаются грунтовые барьеры с устройством защитных экранов;
- при больших разливах проводят локализацию с помощью траншей или нефтеловушек в виде котлованов; для более полного сбора нефти используются сорбенты, обладающие высокой собирающей и удерживающей способностью.

В малонаселенных местах как экстренную меру применяют сжигание. При этом уничтожается до половины разлива, остальное фильтруется в почву. Землю после сжигания необходимо вывозить на свалку. При сжигании в атмосферу попадают продукты возгонки и неполного окисления нефти.

Для сбора, переработки, утилизации нефтяных шламов выпускается специальное оборудование модульного типа; например, мобильная установка для переработки нефтешламов и замазученных грунтов НПО «Полет» производительностью 15 м³/ч.

Загрязненные почвогрунты рекомендуется вывозить на территории выработанных карьеров, где их разравнивают слоем до 20 см с последующей перепашкой для увеличения доступа кислорода. Хорошие результаты дает применение нефтеразлагающих микроорганизмов, которые разлагают УВ до азота и углекислого газа. Через несколько лет в силу естественной биодеструкции углеводородов происходит восстановление растительного слоя. Для интенсификации процесса вносят удобрения и залуживают взрыхленную поверхность семенами трав или злаков.

Глава 10

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ЗАЩИТЫ ВОДНОЙ И ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

10.1. Физические принципы очистки выбросов и сбросов от загрязнений

Работа любого устройства, удаляющего взвешенные частицы, основана на использовании одного или нескольких механизмов осаждения. Основными из них являются: гравитационное осаждение (седиментация); осаждение под действием центробежной силы; инерционное осаждение; зацепление (эффект касания); электрическое осаждение.

Гравитационное осаждение происходит в результате вертикального оседания частиц при прохождении их через обезвреживающее устройство. Сила сопротивления F , действующая на частицу диаметром d при ее движении в ламинарном режиме со скоростью V в среде газа или жидкости вязкостью μ , описывается законом Стокса:

$$F = \frac{3\pi\mu dV}{C}, \quad (10.1)$$

где C — поправочный коэффициент на размер частиц: при диаметре частиц 0,1 мкм $C = 2,9$; при 1,0 мкм $C = 1,16$; при 10 мкм $C = 1,0$.

При гравитационном осаждении сила сопротивления равна весу частицы в среде ее нахождения с учетом архимедовой силы. Скорость осаждения сферических частиц в газоочистных аппаратах, использующих действие силы тяжести, пропорциональна квадрату диаметра частиц:

$$V = \frac{d^2 \rho g}{18\mu}, \quad (10.2)$$

где ρ — плотность частицы; μ — динамическая вязкость газа (жидкости).

Скорость восходящего потока, при которой частица неподвижна, называется *скоростью витания* (рис. 10.1). Это понятие важно для систем пневмотранспорта, дымовых труб, аспирации и пылеуловителей, где происходит перемещение среды с взвешенными в ней частицами.

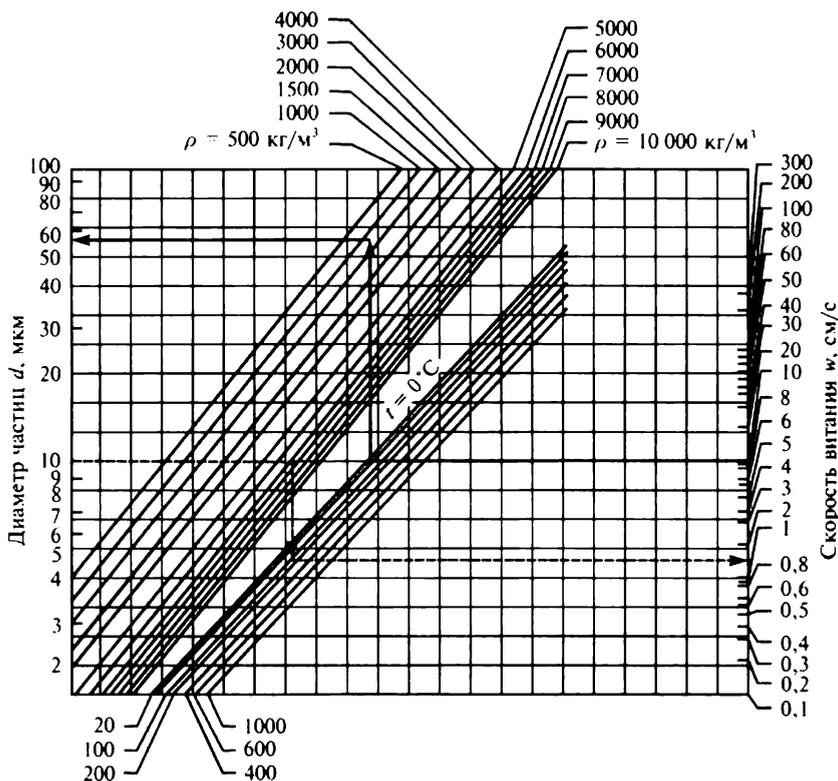


Рис. 10.1. Номограмма для определения скорости витания пылевых частиц

Центробежное осаждение происходит при криволинейном движении дисперсного потока, когда развиваются центробежные силы. Скорость центробежного осаждения V_r частицы мас-

сой m , вращающейся в потоке по радиусу r со скоростью V_r можно рассчитать, приравняв центробежную силу $F_u = mV_r^2/r$ и стоксову силу (10.1):

$$V_r = \frac{d^2 \rho V_c^2}{18 \mu r}. \quad (10.3)$$

Величина скорости центробежного осаждения больше скорости гравитационного осаждения в (V_r^2/rg) раз.

В аппаратах, основанных на использовании центробежной сепарации, могут применяться два конструктивных решения: поток вращается в неподвижном корпусе аппарата; поток вращается вместе с ротором. Первое решение реализуется в циклонах, второе — в ротационных пулеуловителях.

Инерционное осаждение происходит в том случае, когда кинетическая энергия частицы настолько велика, что она не может следовать вдоль искривленной линии тока, а сталкивается с препятствием и осаждается на нем (рис. 10.2).

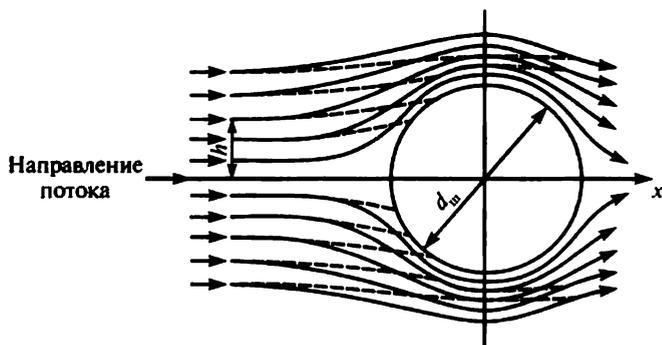


Рис. 10.2. Осаждение взвешенных в потоке частиц на обтекаемом шаре

— Движение газа
- - - Движение частиц

Критерием подобия инерционного осаждения является критерий Стокса

$$St = \frac{d^2 \rho V C}{18 \mu 2R}. \quad (10.4)$$

где V — скорость потока в некоторой точке; R — характерный размер обтекаемого тела.

Существует минимальное значение числа Стокса, при котором инерция частицы достаточна, чтобы она достигла поверхности тела и была им захвачена. Коэффициент осаждения з дисперсных частиц на шаре равен нулю при $St_{кр} = 0,0417$. Захват частицы возможен при условии $St > St_{кр}$. Инерционное осаждение эффективно для частиц размером более 1 мкм.

На рис. 10.3 приведены кривые зависимости коэффициента эффективности осаждения частиц на шаре при его потенциальном обтекании потоком. Эти кривые можно использовать при расчетах эффективности пылеулавливающих установок, в которых осаждение осуществляется на телах сферической формы (например, на капле).

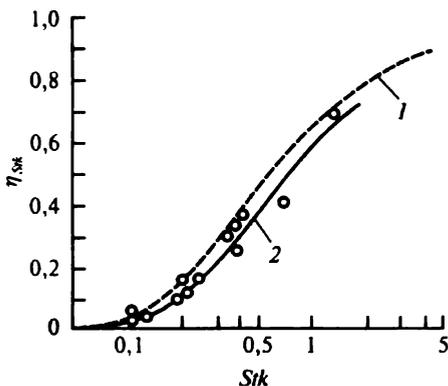


Рис. 10.3. Инерционное осаждение частиц на шаре при его потенциальном обтекании:

1 — теоретическая кривая; 2 — экспериментальная кривая

Зацепление частицы на поверхности наблюдается, когда расстояние частицы в потоке от обтекаемого тела равно или меньше ее радиуса. Эффект зацепления становится значительным при осаждении частиц на сферах с малым диаметром. Эффект зацепления не зависит от скорости набегающего потока газа.

Осаждение взвешенных в воздухе частиц под действием электрического поля осуществляется после электрической зарядки частиц коронным разрядом. Коронный разряд — это

особый вид разряда в газах между электродами высокого напряжения, имеющими разную кривизну (рис. 10.4).

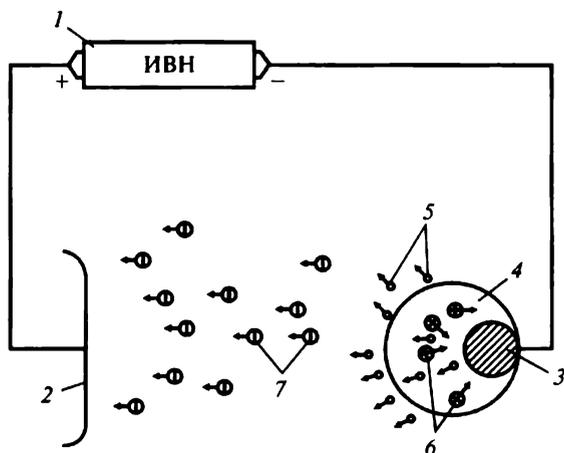


Рис. 10.4. Механизм образования объемного заряда при коронном разряде:

1 — источник высокого напряжения; 2 — плоский электрод; 3 — отрицательно заряженный электрод-провод; 4 — чехол короны; 5 — электроны; 6 — положительные ионы; 7 — отрицательные ионы

Около провода напряженность поля E (В/м) имеет большую величину. В этой зоне (чехол короны) образуется коронный разряд, эта область начинает светиться и потрескивать. Образующиеся здесь электроны при движении в сторону плоского электрода выбивают из нейтральных молекул новые электроны. В этом заключается суть пробоя в газах. При выходе из чехла короны электроны прилипают к молекулам газа и взвешенным частицам, образуя отрицательно заряженные ионы.

Величина заряда (Кулон), приобретаемого проводимой сферической частицей с диэлектрической проницаемостью ϵ равна

$$q = 3\pi d\epsilon E \text{ (Кл)}, \quad (10.5)$$

где диэлектрическая проницаемость $\epsilon = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м.

В электрофильтре зарядка частиц происходит быстро — за доли секунды. Приравнивая кулоновскую силу силе Стокса, получаем скорость осаждения заряженных частиц

$$V = \frac{qEc}{3\pi\mu d}. \quad (10.6)$$

Скорость движения частиц пыли диаметром более 1 мкм в электрическом поле (м/с) определяется по формуле

$$V = 0,5 \cdot 10^{-11} \cdot E^2 d / \mu. \quad (10.7)$$

Осаждение взвешенных частиц пыли при контакте газового потока с жидкостью может осуществляться на каплях, пузырьках и на поверхности жидкости.

Улавливание взвешенных частиц каплями может происходить в спокойном режиме, когда аэрозоль движется с малой скоростью — капли падают под действием силы тяжести, и когда поток сильно турбулизован — капли интенсивно диспергируются. Преобладающим эффектом является инерционный. Действие сил инерции реально проявляется в отношении частиц диаметром свыше 1 мкм. Решающими являются два фактора: скорость потока и удельное орошение.

При удельном орошении 1,5—2,0 л/м³ и при значениях критерия Стокса 1,0—170 эффективность осаждения на каплях определяется по формуле

$$\eta = 1 - 0,155St^{-1,24}. \quad (10.8)$$

При движении пузырьков газа через слой жидкости (барботаж) их размер колеблется от 2,0 до 20 мм. При скорости газового потока до 4 м/с пузыри придают жидкости характер пены. Осаждение частиц происходит в основном за счет инерционного эффекта. Для увеличения степени очистки необходимо уменьшать размеры пузырьков.

При осаждении твердых частиц на поверхности жидкости преобладает инерционный эффект. При соударении с толстым слоем жидкости частица или остается на поверхности, или пробивает поверхность и погружается в слой. Путь, проходи-

мый частицей в жидкости по инерции (до релаксации) составляет от нескольких микрон до 2 мм.

Фильтрация через пористые материалы заключается в пропуске аэрозоля через фильтровальные перегородки, которые пропускают воздух, но задерживают аэрозольные частицы. Частицы при соприкосновении с цилиндрическими волокнами задерживаются силами межмолекулярного взаимодействия (рис. 10.5). Расстояние между волокнами в фильтре в 5—10 раз превышает размеры частиц.

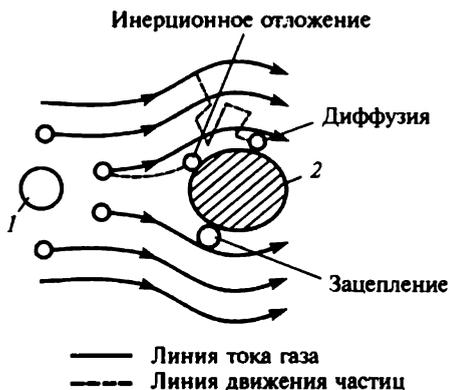


Рис. 10.5. Механизм осаждения частиц на волокне:

1 — частица; 2 — волокно

— Линия тока газа
 - - - - - Линия движения частиц

При движении потока через фильтровальный материал газ обгибает волокна, более крупные частицы пыли сохраняют прямолинейное направление движения, сталкиваются с волокнами и прилипают к ним. Чем больше значение числа Стокса, тем больше происходит столкновений с поверхностью волокон фильтра. Мелкие частицы могут прилипнуть к волокнам, участвуя в броуновском движении или за счет эффекта зацепления, а также действия электрических сил.

Эффективность очистки обратно пропорциональна диаметру волокна. Фильтровальный материал должен изготавливаться из тонких (5–20 мкм) волокон. При отложении пыли возрастает гидравлическое сопротивление, уменьшается производительность фильтра. Пыль периодически удаляют — это процесс называется регенерацией фильтра.

10.2. Основные процессы извлечения газообразных примесей

Абсорбционная очистка основана на способности жидкостей растворять газы и химически взаимодействовать с ними. При абсорбции происходит переход вещества из газовой фазы в жидкую, при десорбции, наоборот, из жидкой — в газовую. Вещество, в котором происходит растворение компонентов газа-носителя, называют абсорбентом.

Различают физическую и химическую (хемосорбцию) абсорбцию. При абсорбции происходит передача массы абсорбируемого компонента через границу раздела фаз от газа к жидкости. Количество газов, которое может раствориться в жидкости, зависит от их свойств, температуры и парциального давления газа над жидкостью. При увеличении температуры растворимость газов в жидкости уменьшается, в связи с чем, для проведения процесса абсорбции желательны более низкие температуры.

Разделение газов на хорошо и плохо растворимые в жидкости достаточно условно. Примерами хорошо растворимых газов в воде являются аммиак, фтористый и хлористый водород; плохо растворимых — диоксид углерода, кислород, азот; умеренно растворимых — диоксид серы, хлор.

Движущая сила процесса в газовой фазе выражается как разница парциальных давлений, а в жидкой фазе как разница концентраций. Для многократного использования поглотитель подвергают регенерации, при этом их него извлекают абсорбированный компонент.

Для очистки газов от газообразных загрязнителей применяют, например, следующие абсорбенты:

- для удаления диоксида серы — воду; суспензию известняка в воде; водный раствор поташа или соды;
- для удаления сероводорода — водный раствор фосфата калия или поташа;
- для удаления диоксида азота — воду; раствор серной кислоты; водный раствор соды.

Явление адсорбции обусловлено наличием сил притяжения между молекулами адсорбента и поглощаемого вещества на

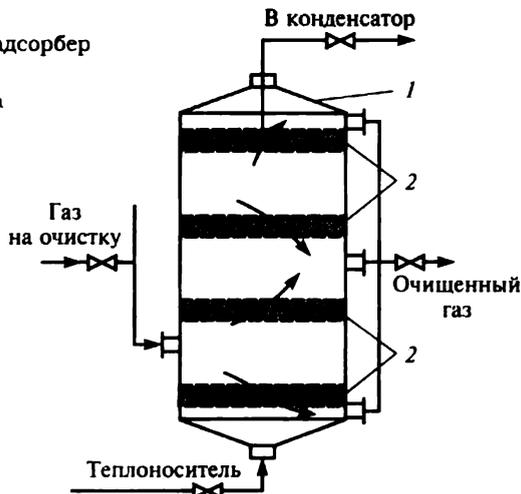
границе раздела соприкасающихся фаз. Молекулы адсорбированного вещества, переходя на поверхность адсорбента, уменьшают его поверхностную энергию, в результате чего происходит выделение теплоты. Теплота физической адсорбции сравнительно невелика и составляет до 60 кДж/моль.

Преимуществом физической адсорбции является легкая обратимость процесса. При уменьшении давления или увеличении температуры адсорбируемые молекулы легко десорбируются, а регенерируемый адсорбент может использоваться многократно. Характер протекания процессов зависит от того, как они протекают: периодически или непрерывно. Периодически процессы проводят с неподвижным слоем адсорбента, а непрерывные — с движущимся или кипящим слоем.

Адсорбционная емкость адсорбента выражается в граммах поглощенного вещества на единицу массы адсорбента. Она возрастает с увеличением пористости и давления в системе. Внутренняя поверхность микропор адсорбента радиусом до 15 ангстрем может достигать 1000 м²/г. Хорошие адсорбенты выдерживают несколько тысяч циклов адсорбция–десорбция без существенной потери активности.

Рис. 10.6. Многополочный адсорбер периодического действия:

1 — корпус; 2 — слои адсорбента



Основная задача адсорберов — обеспечить интенсивный контакт очищаемого газа с адсорбентом (рис. 10.6). В качестве

адсорбентов наибольшее распространение нашли такие материалы, как активные угли, силикагели, алюмогели и цеолиты.

Каталитическая очистка газов служит для превращения примесей в безвредные соединения. Процесс протекает на поверхности твердых катализаторов. При температуре газа 500 °С в 1 см³ реакционной смеси происходит 10²⁸ столкновений частиц в секунду. Но не каждое столкновение приводит к химической реакции. Существует энергия активации или энергетический барьер, который нужно преодолеть частицам, чтобы они вступили в реакцию. Использование катализаторов снижает энергию активации, понижает энергетический барьер и тем самым увеличивает скорость реакций. Обычно катализатор представляет собой смесь нескольких веществ: каталитически активного вещества, активатора и носителя. В качестве каталитически активных веществ используют платину, палладий, рутений, родий и сплавы, содержащие никель, хром, ванадий, медь и др. В качестве носителей используют инертные пористые вещества, обладающие развитой поверхностью: силикагели, цеолиты и др.

Для разных реакций используются или мелкопористые, или крупнопористые катализаторы. Важнейшей характеристикой катализаторов является температура зажигания — минимальная температура, при которой катализатор начинает проявлять свои свойства. В ходе катализа катализаторы не претерпевают изменений и работают десятки лет.

Термическое окисление — это окисление компонентов выбросов при высокой (до 1000 °С) температуре. Оно применяется как в отношении газов (паров), так и горючих компонентов дисперсной фазы аэрозолей (смог, масел и др.).

10.3. Конструктивные особенности и характеристики пылеуловителей

Пылеулавливающее оборудование может быть квалифицировано по следующим признакам: назначению, способу очистки, эффективности и размеру улавливаемой пыли. По назначению различают:

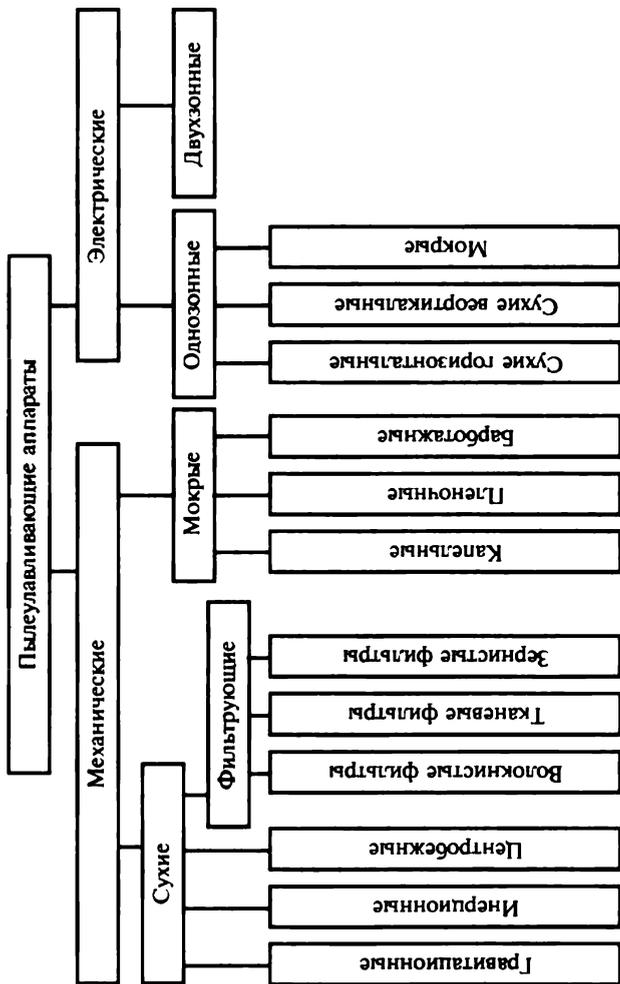


Рис. 10.7. Схема классификации пылеулавливающих агрегатов

- воздушные фильтры — оборудование для очистки воздуха, подаваемого в помещение;
- пылеуловители — оборудование для очистки выбросов от взвешенных веществ.

По методам очистки пылеуловители разбиты на четыре группы (рис. 10.7):

- сухая механическая газоочистка;
- мокрая газоочистка — промывка загрязненного газа водой;
- фильтрация газа через пористые перегородки;
- электрическая очистка газа — осаждение взвешенных в газе частиц в электрическом поле.

К основным характеристикам газоочистных устройств относятся: эффективность очистки газа; производительность устройства; гидравлическое сопротивление; расход электрической энергии; стоимость очистки.

Эффективность очистки (степень очистки) ξ выражается отношением количества уловленного материала к количеству материала, поступающего в аппарат с пылегазовым потоком.

Производительность газоочистки характеризуется количеством воздуха, которое очищается за 1 час.

Гидравлическое сопротивление зависит от типа аппарата и определяет необходимое давление вентилятора, а значит и расход энергии. Расход энергии находится в пределах от 0,035 до 1,0 кВт·ч на 1000 м³ воздуха.

Стоимость очистки в различных аппаратах значительно отличается. Если стоимость очистки в циклоне принять за единицу, то стоимость очистки такого же количества воздуха в батарейном циклоне составит 1,2, в электрофильтре — 2,2, в тканевых фильтрах — 2,8, в системе батарейный циклон–электрофильтр — 3,3.

Сухие механические пылеуловители

К сухим механическим пылеуловителям относятся аппараты, использующие гравитационный (пылеосадительные камеры), инерционный (инерционные пылеуловители) и центробежный (циклоны) механизмы осаждения.

Пылеосадительные камеры являются простейшими устройствами для предварительной очистки газов. Их принцип работы основан на использовании гравитационного эффекта (рис. 10.8). Для повышения эффективности устраивают отклоняющие перегородки. Это позволяет дополнительно к гравитационному использовать эффект инерционного осаждения.

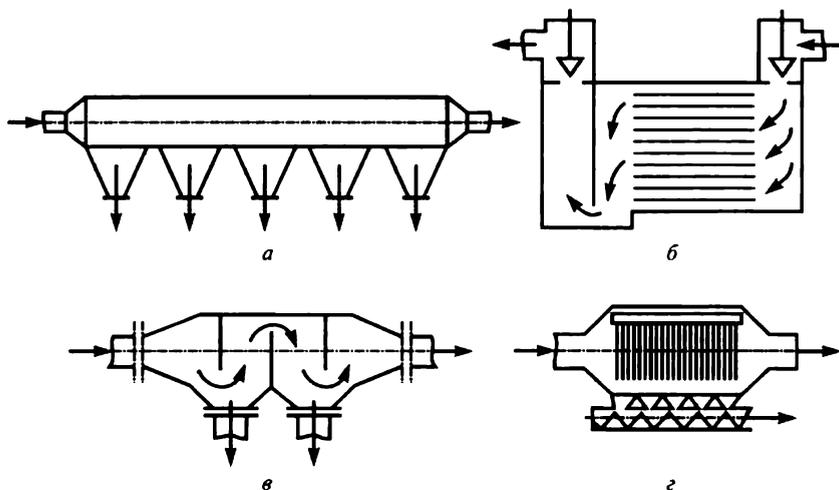


Рис. 10.8. Горизонтальные пылеосадительные камеры:

а — простейшая; *б* — многошлюзовая; *в* — с перегородками;
г — с проволочными завесами

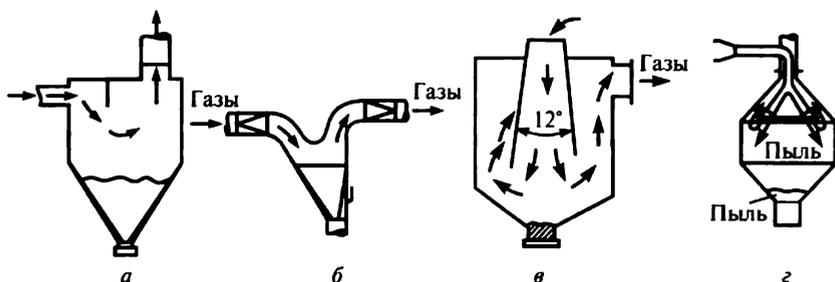


Рис. 10.9. Инерционные пылеуловители:

а — камера с перегородкой; *б* — камера с плавным поворотом газового потока;
в — камера с расширяющимся конусом; *г* — камера с заглубленным бункером

Восадительных камерах эффективно улавливаются частицы пыли размером от 40 мкм и выше.

Инерционные пылеуловители действуют на эффекте резкого изменения направления движения (рис. 10.9). Скорость газов в свободном сечении составляет примерно 1 м/с, при этом частицы крупнее 30 мкм улавливаются на 95%. Гидравлическое сопротивление составляет 150—400 Па. Принцип внезапного изменения газового потока при встрече с решеткой из наклонных пластин использован в жалюзийных пылеуловителях.

В *циклонах* выделение пыли происходит под действием центробежных сил, возникающих в результате вращения газового потока в корпусе аппарата. Классический вариант конструкции (рис. 10.10) состоит из цилиндрической части 3 с крышкой и тангенциальным патрубком для ввода запыленного газа 1; конической части 4 с патрубком для отвода пыли; центральной трубки с патрубком 2 для отвода очищенного газа; пылесборника 5.

Запыленный газ поступает в циклон по тангенциально расположенному патрубку 1 со скоростью до 25 м/с, в результате чего он приобретает вращательное движение. В циклоне протекают сложные аэродинамические процессы. Их преимущества — отсутствие движущихся частей и возможность работы при температуре до 500 °С. Недостаток — высокое гидравлическое сопротивление — до 1500 Па. В различных отраслях промышленности применяют циклоны различных типов. Наиболее распространены циклонные элементы диаметром 100, 150 и 250 мм.

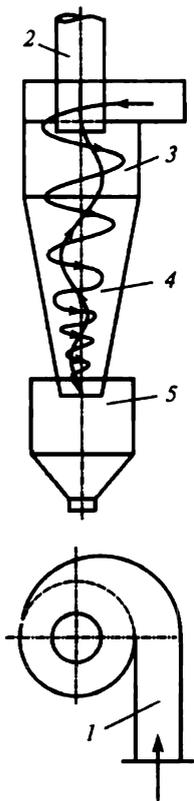


Рис. 10.10. Схема работы циклона:

1 — входной патрубок; 2 — выхлопная труба; 3 — цилиндрическая часть; 4 — коническая часть; 5 — пылесборник

Установка одного высокопроизводительного циклона вызывает затруднения из-за его большой высоты. В связи с этим в технике пылеулавливания широкое применение нашли групповые и батарейные циклоны, имеющие общий коллектор для подачи запыленного газа и общий бункер для сбора пыли. Батарейный циклон производительностью $65\,000\text{ м}^3/\text{ч}$ содержит 792 циклонных элемента. Оптимальная скорость газа в отдельном элементе $3,5\text{—}4,75\text{ м/с}$.

Фильтрующие аппараты относятся к наиболее эффективным пылеулавливающим устройствам. Фильтры просты в эксплуатации и обеспечивают практически полное улавливание частиц всех размеров, включая субмикронные. Недостаток — сравнительно высокий расход энергии и громоздкость установок с фильтрами.

В зависимости от назначения и допустимой пылевой нагрузки существуют следующие фильтры:

- **промышленные** фильтры применяются для очистки сильно загрязненных газов (до 60 г/м^3). Для удаления накапливающейся в фильтрующей перегородке пыли или жидких аэрозольных частиц фильтры имеют устройство для регенерации. Существует два способа регенерации: встряхивание фильтрующих элементов и обратная продувка очищенными газами или воздухом;

- **абсолютные** фильтры предназначены для улавливания с высокой эффективностью субмикронных частиц из промышленных газов и воздуха при низкой входной концентрации (менее 1 мг/м^3). Для фильтров используют волокна толщиной от $0,01$ до 100 мкм . Это, как правило, фильтры рамочной конструкции;

- **воздушные** фильтры предназначены для обеспыливания атмосферного воздуха в системах приточной вентиляции и подачи воздуха на технологические нужды.

Фильтрующие пористые перегородки по структуре разнообразны:

- **гибкие**: тканевые материалы из природных, синтетических и минеральных волокон; нетканевые волокнистые мате-

риалы (войлок, бумага, картон); ячеистые (губчатая резина, полиуретан);

- *жесткие* пористые перегородки: пористые стекла и пластмасса, металлокерамика, слои из стеклянных и металлических волокон;

- *зернистые* слои: неподвижные, свободно насыпанные природные или иные материалы с размером зерен 0,2—2 мм; периодически или непрерывно перемещаемые материалы. Высота слоя на сетках до 15 см. Остаточное содержание пыли — до 100 мг/м³. Эти фильтры могут работать при высоких перепадах давления, высоких температурах в условиях агрессивной среды. Кроме того, зернистые фильтры при соответствующем выборе насадки могут выполнять функции катализатора или адсорбента.

Фильтровальные материалы по виду используемых волокон бывают естественные и искусственные (рис. 10.11).

Основным параметром фильтра является *удельная газовая нагрузка* — отношение объема очищаемого газа в единицу времени к площади фильтра (м³/м² · ч). Этот параметр соответствует скорости фильтрации (м/мин).

Выбор низких скоростей фильтрации приводит к большим размерам фильтра. При высокой скорости фильтрации увеличиваются гидравлические потери, износ, забивание рукавов пылью. При расчете газовой нагрузки исходят из количества поступающей пыли. Например, для нормальной эксплуатации фильтров в цементной промышленности количество пыли не должно превышать 18 г/м² · мин.

Гидравлическое сопротивление корпусных узлов фильтров колеблется в пределах 250—500 Па. Сопротивление незапыленной ткани составляет 5—40 Па; запыленной — 250 Па и более. Исходя из экономических соображений, сопротивление фильтров не должно превышать 0,75—1,5 кПа.

Мокрые пылеуловители

Процесс мокрого пылеулавливания основан на контакте запыленного газового потока с жидкостью (обычно с водой), которая захватывает взвешенные частицы и уносит их из аппара-

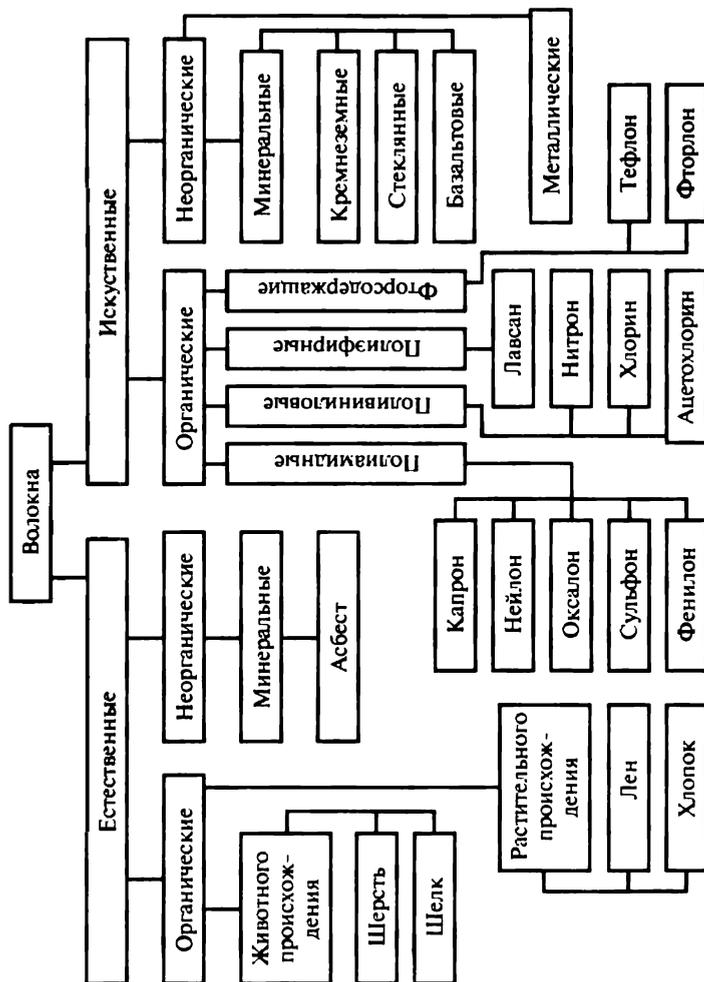


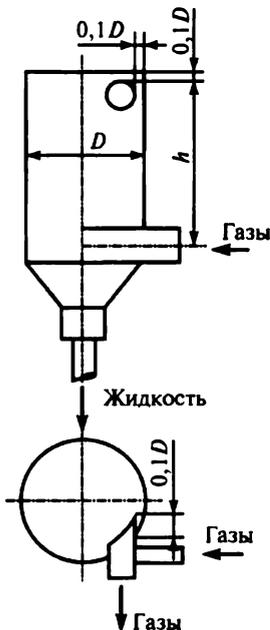
Рис. 10.11. Классификация фильтровальных волокон

та в виде шлама. В ряде случаев мокрые пылеуловители конкурируют с рукавными фильтрами и электрофильтрами. Эти аппараты позволяют очищать газы от частиц размером до 0,1 мкм и одновременно от газообразных вредных веществ, то есть использовать в качестве абсорберов.

К низконапорным аппаратам (Δp менее 1500 Па) относятся скрубберы, барботеры, мокрые центробежные аппараты. К высоконапорным относятся скрубберы Вентури.

Эффективная работа мокрых пылеуловителей зависит от выбора средств подвода орошения — форсунок, работающих под высоким давлением, и оросителей.

Во всех мокрых пылеуловителях происходит «брызгоунос», интенсивность которого определяется скоростью газового потока в свободном сечении аппарата и способом подвода орошающей жидкости. Каплеулавливающие устройства могут монтироваться в одном корпусе с пылеуловителем, а могут в виде отдельного аппарата. В качестве каплеуловителей могут использоваться обычные циклоны (рис. 10.12).

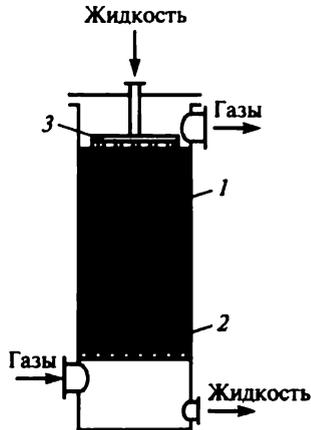


В полых аппаратах газопылевой поток пропускают через завесу распыляемой жидкости. При этом частицы пыли захватываются каплями промывочной жидкости и осаждаются в промывателе, а очищенные газы удаляются из аппарата. По направлению движения газов и жидкостей скрубберы делятся на противоточные, прямоточные и с поперечным подводом жидкости. Полые форсуночные скрубберы обеспечивают высокую степень очистки только при улавливании частиц размером больше 5 мкм.

Рис. 10.12. Малогабаритный циклон каплеуловитель с производительностью по газу до 84 000 м³/ч

Рис. 10.13. Противоточный насадочный скруббер:

1 — заполняющие насадки; 2 — опорная решетка; 3 — оросительное устройство



Насадочные газопромыватели представляют собой колонны, заполненные насадками различной формы (рис. 10.13). Эти аппараты рекомендуется применять в тех случаях, когда процессы улавливания пыли сопровождаются охлаждением газов и абсорбцией. Расход орошающей жидкости до $2,6 \text{ л/м}^3$.

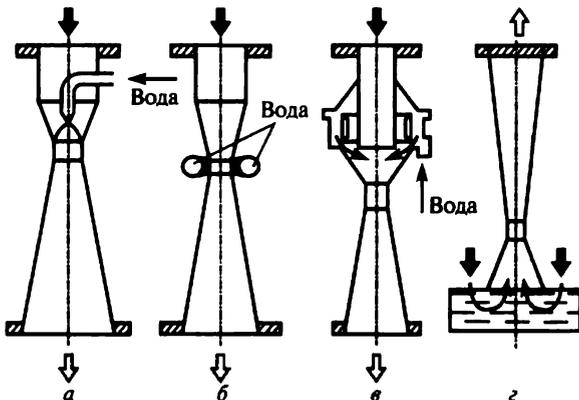


Рис. 10.14. Конструкции скруббера Вентури:

а — центральное форсуночное орошение; б — периферийное орошение;
в — пленочное орошение; г — с подводом жидкости за счет энергии газового потока

Наиболее эффективными аппаратами являются скрубберы Вентури со скоростями газового потока до 150 м/с (рис. 10.14). Общей особенностью этих аппаратов является наличие трубы распылителя, в которой происходит процесс дробления капель, и установленного за ней циклона-каплеуловителя. Здесь при улавливании пыли размером 1 мкм решающее

значение имеют инерционные силы, при осаждении частиц менее 0,1 мкм — диффузионные силы. Эти аппараты отличаются большими гидравлическими потерями — до 20 000 Па. Удельный расход жидкости — до 1,5 л/м³.

Электрофильтр — это аппарат с вертикальным и горизонтальным движением газового потока, в котором размещены осадительные и коронирующие электроды. Осадительные электроды заземлены, а к коронирующим подводится выпрямленный ток высокого напряжения. Между двумя осадительными плоскостями натянут ряд проводов. В пространство между плоскостями подается запыленный газ. В поле коронного разряда частицы заряжаются и движутся к осадительным плоскостям, с которых они периодически удаляются.

Электрофильтры имеют низкие энергозатраты — до 0,5 кВт·ч на 1000 м³ газа, высокую степень очистки частиц любых размеров и низкое газодинамическое сопротивление. Скорость очищаемого газа в активной зоне не превышает 1,7 м/с. Сухие электрофильтры применяют, если количество очищаемых газов более 100 тыс. м³/ч. Для очистки меньших количеств газа применяют мокрые электрофильтры, которые требуют обработки шламов.

10.4. Экозащитная техника и технология очистки сточных вод

Механическая очистка

Механическую очистку производят для выделения из воды дисперсных примесей путем процеживания, фильтрования, отстаивания, центрифугирования.

Для удаления частиц крупнее 0,5 мм используют процеживание и грубое *фильтрование*, при тонком фильтровании улавливаются частицы размером менее 0,5 мм. Размер уловленных примесей зависит от размера отверстий фильтрующего материала. Материалами фильтров могут служить гравий, кварцевый песок, керамзит, антрацит, древесный уголь, искусственные материалы.

Отстаивание позволяет выделить как более легкие, так и более тяжелые, чем вода, примеси. Степень очистки зависит от времени отстаивания и условий работы отстойника. Так в пруде-отстойнике можно выделить из воды свыше 90 % примесей. Для выделения из воды тяжелых механических примесей с размером частиц более 0,25 мм используют песколовки.

Принцип действия песколовков основан на уменьшении скорости движения твердых частиц в потоке жидкости, когда тяжелые частицы опускаются на дно. Песколовки делятся на горизонтальные с прямолинейным или круговым движением жидкости и вертикальные, в которых жидкость движется вертикально вверх (рис. 10.15).

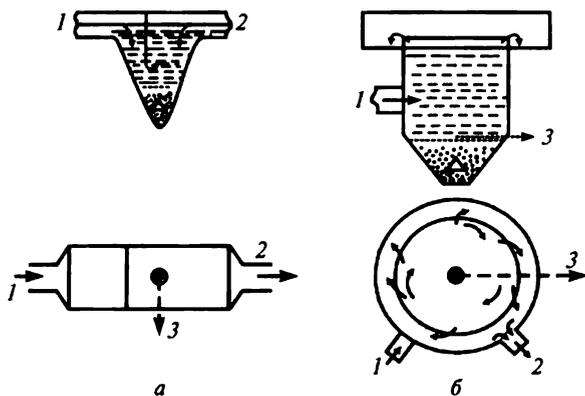


Рис. 10.15. Основные схемы песколовков:

а — вертикальная; *б* — горизонтальная с круговым движением воды;
1 — подача сточной воды; 2 — отвод воды; 3 — удаление осадка

Скорость оседания частиц в покоящейся жидкости называют гидравлической крупностью частиц. Например, гидравлическая крупность песчаной частицы диаметром 0,25 мм составляет 24 мм/с, диаметром 0,15 мм — 13 мм/с. В горизонтальных песколовках скорость движения сточных вод поддерживается в диапазоне 0,15—0,30 м/с.

Для удаления из воды легких примесей применяют *нефтеуловки* различных конструкций. Как правило, они оборуду-

ются щелевыми трубами для удаления и отвода всплывших нефтепродуктов, скребковыми транспортерами для сбора осадка, насосами для удаления этого осадка. При начальном содержании нефти от 400 до 3500 мг/л нефтеловушка способна снизить содержание нефти в воде до 50 мг/л.

Исходными данными для расчета являются средний расход нефтесодержащих вод Q , минимальный размер нефтяных частиц d , которые должны быть отделены в нефтеловушке, а также температура очищаемых вод, которая определяет плотность ρ_v и динамическую вязкость воды μ_v .

Нефтеловушка — это динамический отстойник, в котором за время пребывания нефтесодержащих вод нефтяные частицы успевают достичь поверхности воды. Длина одной секции нефтеловушки может быть от 12 до 36 м. Необходимая длина нефтеловушки L определяется по следующей формуле:

$$L = \frac{hV}{k(u-v)}, \quad (10.9)$$

где h — глубина проточной части нефтеловушки, обычно принимаемая от 1,2 до 2,0 м; V — средняя скорость потока, обычно принимаемая от 4 до 6 мм/с; k — коэффициент использования объема нефтеловушки, обычно принимаемый 0,5; u — скорость всплытия (гидравлическая крупность) нефтяных частиц под действием архимедовой силы, определяемая из выражения (10.2) с учетом разницы плотности воды и нефти; v — удерживающая от всплытия скорость, значение которой при ламинарном режиме течения равно нулю, а при турбулентном

$$v = V \sqrt{\frac{\lambda}{8}}, \quad (10.10)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления нефтеловушки.

Отстаивание сточных вод производят в *прудах-накопителях* и *прудах-отстойниках*. Эта операция является конечной стадией механической очистки перед сбросом воды в водоемы или перед другими стадиями более тонкой очистки. Содержа-

ние нефти и нефтепродуктов после отстаивания в течение двух суток можно снизить до 15 мг/л при начальном содержании до 2000 мг/л.

Гидроциклоны и центрифуги

Действие гидроциклонов основано на использовании поля центробежных сил, которые в тысячи раз превышают силы тяжести. При этом эквивалентно сокращается продолжительность процесса осветления воды.

В гидроциклоне (рис. 10.16) возникают два основных круговых потока: внешний и внутренний. Передача вращения от периферии внутрь осуществляется конвекцией, силами вязкости и перемещением завихренной жидкости. При вращении внешнего потока часть жидкости удаляется через нижнее отводное отверстие, а другая часть жидкости переходит во внутренний поток и, изменяя направление, отводится через верхнее отводное отверстие. В гидроциклоне образуется также воздушный поток по оси аппарата.

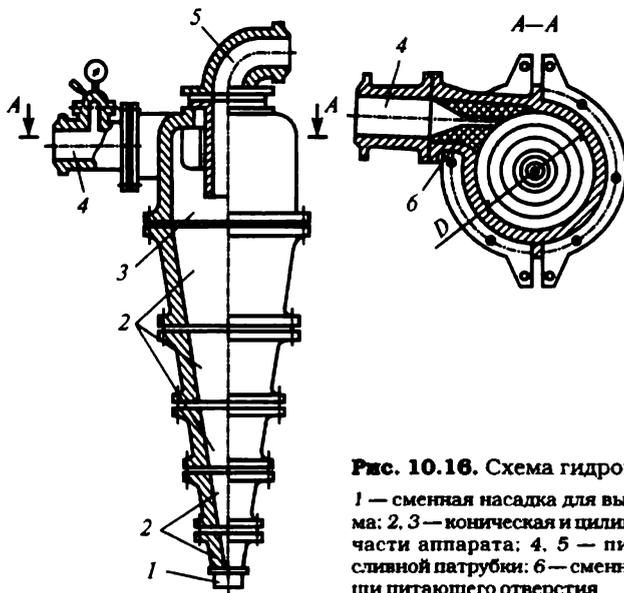


Рис. 10.16. Схема гидроциклона:

1 — сменная насадка для выпуска шлама; 2, 3 — коническая и цилиндрическая части аппарата; 4, 5 — питающий и сливной патрубки; 6 — сменные вкладыши питающего отверстия

Освещение воды происходит за счет действия центробежной силы, равной разности ее значений для твердой и жидкой фаз:

$$P = pd^2(\rho_t - \rho_{ж})V^2/6R, \quad (10.11)$$

где d — диаметр частиц взвеси; ρ_t и $\rho_{ж}$ — плотность твердой и жидкой фаз; V — скорость течения воды на входе в аппарат; R — расстояние от центра аппарата до оси тангенциального питающего патрубка.

Изготавливают гидроциклоны двух видов: литые нефутированные диаметром 75—500 мм и футерованные каменным литьем или шлакоситаллом диаметром 150—2000 мм. Достоинствами гидроциклона является компактность и отсутствие движущихся частей, высокая производительность и эффективность разделения суспензий, простота обслуживания. Недостаток — быстрый износ.

Физико-химические методы очистки заключаются в том, что в очищаемую воду вводят вещество-реагент (коагулянт или флокулянт). Реагенты, вступая в химическую реакцию с примесями, уменьшают концентрацию вредных веществ в сточных водах, растворимые соединения переводят в нерастворимые, обесцвечивают окрашенную воду. Этот метод может быть окончательным или второй ступенью перед биологической очисткой.

В практике очистки сточных вод в нефтяной и газовой промышленности широко применяют методы коагуляции и флотации.

Флотация — это процесс, основанный на слиянии примесей под действием молекулярных сил с тонкодисперсными пузырьками воздуха, всплывании образующихся агрегатов и образовании на поверхности флотатора пены. Обработка воды флотацией применяется при содержании эмульгированной нефти 150 мг/л и твердых минеральных загрязнителей, которые не задерживаются в нефтеловушках.

Различают три вида флотации: пенная (безнапорная), напорная, электрофлотация. При напорной флотации выделение

взвеси из воды производится с помощью пузырьков газа, получаемых из перенасыщенного (при 0,8 МПа) водовоздушного раствора. Флотиримость частиц зависит от размеров пузырьков воздуха, которые определяются поверхностным натяжением на границе вода — воздух. Для насыщения воздухом используют или неочищенную воду, или очищенную воду. Вид содержащихся в воде загрязнений определяет характер флотационной обработки: одним воздухом или в сочетании с реагентами-коагуляторами. В качестве коагуляторов используют водные растворы глинозема, хлорного железа и др.

В состав флотационных установок входят флотационные камеры, совмещенные с камерами хлопьеобразования, узлы подготовки и распределения водовоздушной смеси, устройства для удаления и отвода пены. Наиболее широко используют флотаторы с горизонтальным движением воды. Длина камеры до 9 м, ширина — до 6 м, глубина слоя воды — до 2,5 м. Днище камеры имеет уклон к трубопроводу для опорожнения. Образующуюся пену удаляют кратковременным подъемом уровня воды с отводом ее через подвесные лотки либо с помощью скребковых механизмов, перемещающих пену к сборным лоткам. Общее время нахождения сточной воды во флотаторах до 20 мин. Содержание нефтепродуктов в очищенной воде 20—50 мг/л, а после флотации с коагуляцией — 15—20 мг/л.

Для очистки эмульгированных стоков с содержанием нефтепродуктов до 150 г/л применяется *электрофлотация*. В этом случае в нижней части камеры расположены два электрода, к которым подведен постоянный ток плотностью 20—30 мА/см² и напряжением до 30 В. При электролизе сточной воды образуются микропузырьки водорода и кислорода. Кислород окисляет нефтепродукты, а водород увлекает за собой на поверхность частицы нефтепродуктов и скоагулированные взвешенные вещества. Для ускорения процесса очистки в воду добавляют в качестве флокулянта раствор хлористого или сернокислого магния.

Отечественная промышленность выпускает флотационные установки в блочном исполнении пропускной способностью до 3000 м³/сут по очищенной воде.

Коагуляция

Одним из широко применяемых процессов (приемов) снижения содержания взвеси в жидкости является седиментация под действием силы тяжести. Однако осаждение высокодисперсных примесей происходит крайне медленно, так как силы диффузии превалируют над силами тяжести. Для ускорения процессов осаждения, фильтрования, флотации прибегают к коагулированию примесей воды.

Коагуляция— это процесс укрупнения коллоидных и диспергированных частиц за счет их взаимного слипания под действием сил молекулярного притяжения. Коагуляция завершается образованием агрегатов (хлопьев) и отделением их от жидкой фазы.

Коллоидные и тонкодисперсные примеси обладают агрегативной устойчивостью, обусловленной наличием гидратных оболочек или двойного электрического слоя. При нагревании или замораживании, при добавлении электролитов, при наложении магнитного поля агрегативная устойчивость примесей нарушается.

Частицы ила, глины, песка являются гидрофобными примесями, имеющими двойной электрический слой и несущими электрические заряды. Ликвидация или уменьшение этих зарядов приводит к нарушению агрегативной устойчивости и коагуляции гидрофобных примесей.

При добавлении к воде коагулянта (сульфат алюминия, алюминат натрия, хлорное железо, железный купорос и др.) формируются хлопья в виде цепочек из этого реагента. На поверхности хлопьев адсорбируются примеси. При осаждении хлопьев происходит осветление воды.

В технологии очистки воды используют явление *флокуляции* (укрупнения частиц при их столкновении). В качестве флокулянтов используют крахмал, силикат натрия, полиакриламид и др.

Биологические методы

Для удаления из загрязненных вод растворенных в них органических веществ применяют биологическое окисление в природных или искусственных условиях. Для извлечения из воды

тонкодисперсных растворенных органических веществ используются различные микроорганизмы, способные «поедать» содержащиеся в сточных водах органические вещества. На станциях биологической очистки для этого используются биофильтры или аэротенки. Степень очистки сточных вод от нефтепродуктов на станциях биологической очистки составляет 5—10 мг/л при начальном содержании в сточной воде 20—50 мг/л. Современные бактериальные препараты получены на основе бактерий, питающихся нефтью, и могут успешно применяться для ликвидации разливов нефти на грунт и воду.

Таблица 10.1. **Эффективность очистки сточных вод от нефти различными способами**

Вид оборудования	Начальное содержание нефти в воде, мг/л	Конечное содержание нефти в воде, мг/л
Нефтеловушки	400—3500	50—100
Фильтры	50—200	10—18
Флотаторы	100—150	15—20
Отстойники	500—2000	20
Биологическая очистка	20—50	5—10

Для получения питьевой воды на начальных стадиях применяют те же основные способы, что и при очистке сточных вод, за исключением биологических. Последней стадией получения питьевой воды является водоподготовка, включающая в себя умягчение, обесцвечивание, дегазацию, обессоливание, нормализацию pH и обеззараживание. Это сложная комбинация электрохимических, сорбционных, ионообменных, мембранных способов очистки воды. Однако, лучше пить чистую воду, чем лекарства.

В основе большинства установок водоподготовки лежат многослойные фильтры грубой и тонкой очистки на основе углеродсодержащих сорбентов (древесного угля, цеолитов, ка-

менных углей и др.). Ультрафиолетовые излучатели убивают болезнетворных микробов. Хлорирование воды, содержащей фенолы, приводит к образованию диоксина, который является сильнейшим канцерогеном. Большинство рек России загрязнены нефтепродуктами и фенолами. Например, воды Иртыша содержат нефтепродукты в количестве 11—50 ПДК, фенолы 6—17 ПДК.

10.5. Средства борьбы с нефтяными загрязнениями на море

Собирание (концентрирование) растворенных в жидкости веществ на поверхности раздела фаз называют *адсорбцией*. Адсорбция, так же как и адгезия, относится к поверхностным явлениям. Нефть в том или ином количестве содержит природные поверхностно-активные вещества (ПАВ) — асфальтосмолистые вещества, нефтяные кислоты и др. Эти компоненты нефти способны адсорбироваться на поверхности зерен скелета горной породы и являться причиной гидрофобного характера смачиваемости. Для повышения нефтеотдачи пласта в пласт закачивают воду, содержащую синтетические ПАВ. Эти вещества улучшают смачиваемость породы водой, уменьшают действие поверхностных и капиллярных сил, препятствующих полному вытеснению нефти из порового пространства продуктивного пласта.

По разным оценкам ежегодно в Мировой океан попадает от 4 до 10 млн тонн нефти. Обычно нефть распространяется по поверхности воды в виде пленки толщиной несколько миллиметров в зависимости от вязкости и температуры. Например, толщина пленки нефти плотностью 950 кг/м^3 в холодной морской воде может достигать 7 мм. Примерное влияние объема разлитой нефти на толщину пленки следующее: при разливе и растекании нефти в количестве 20 л/км^2 толщина образующейся пленки составляет 20 нм; при 300 л/км^2 толщина пленки примерно 300 нм; при растекании 1000 л/км^2 толщина пленки составляет 1,0 мкм.

Физические и химические изменения, которым подвергается пролитая в море нефть, во многом зависят от вязкости нефти, температуры водной среды и ее турбулентности. После разлива нефти на водную поверхность с нею происходят следующие превращения:

- перемещение по поверхности моря под действием ветра, волн и течений;
- растекание по поверхности за счет положительной плавучести, поверхностного натяжения и турбулентной диффузии;
- испарение — процесс, в результате которого легкие фракции улетучиваются, а оставшаяся нефть изменяет свою плотность, вязкость и т. д.;
- эмульгирование — процесс формирования эмульсии типа «вода в нефти», приводящий к увеличению вязкости нефти;
- диспергирование — образование глобул нефти которые диффундируют в толщу воды, образуя эмульсию типа «нефть в воде»;
- растворение — процесс переноса растворимых в воде фракций углеводородов из поверхностного слоя взвеси в толщу воды после их окисления кислородом воздуха;
- фотоокисление — трансформация углеводородов под действием солнечного света;
- биодеструкция — уменьшение массы нефти в водной толще за счет жизнедеятельности микроорганизмов;
- погружение нефти в воду и осаждение ее на дно за счет постепенного увеличения плотности.

Основными методами борьбы с нефтяными загрязнениями водной поверхности являются: механический; физико-химический; биологический. К физико-химическим методам относится сжигание нефти на водной поверхности, а также применение детергентов, которые химически воздействуют на молекулы углеводородов и изменяют их поверхностное натяжение.

Одним из физико-химических способов ликвидации последствий аварийных разливов нефти является использование препаратов *диспергирующего действия*. В состав диспергирующих средств входят неионогенные оксиэтилированные ПАВ и растворители: вода, спирты, бензол и др. Массовая доля растворителей от 70 до 90 %.

Все диспергирующие средства могут быть масло- и водорастворимыми. Оптимальная концентрация маслорастворимых средств от 3,5 % и выше, их плотность ниже плотности воды, вязкость не более 50 мм²/с. В состав водорастворимых диспергирующих средств входят смеси ПАВ с большим содержанием гидрофильных компонентов; реагенты используют до концентрации 10 %.

Масловодорастворимые диспергирующие средства представляют собой концентраты, которые перед применением разбавляют водой или органическими растворителями до 15 % концентрации. Из отечественных средств известен ДН-75, который приводит к образованию мелкодисперсных эмульсий нефти в воде с диаметром капель меньше 1 мкм. Отличительной особенностью этого препарата является универсальность: его можно использовать в качестве диспергирующего и в качестве собирающего средства.

При применении ДН-75 в качестве диспергирующего средства его водный раствор наносят с помощью авиации на плавающую нефтяную пленку. Содержащиеся в препарате ПАВ снижают межфазное натяжение на границе вода—нефть до значения 2 мН/м. Такое межфазное натяжение способствует образованию мелкодисперсной эмульсии нефти в воде. В дальнейшем диспергированная нефть подвергается ускоренному биохимическому разложению. К недостаткам метода диспергирования следует отнести сам принцип — нефть остается в водной среде.

При использовании ДН-75 в качестве собирающего средства его наносят на водную поверхность по периметру нефтяного пятна, оконтуривая разлив нефти. Применение ДН-75 в качестве собирателя нефти обусловлено его способностью при нанесении на водную поверхность создавать прочную мономолекулярную пленку. Поверхностное натяжение на границе раздела этого препарата с морской водой достигает 45 мН/м, что намного превышает поверхностное натяжение на границе раздела нефти с водой. В результате этот препарат, имеющий большее давление растекания, чем нефть, локализует и концентрирует нефтяное пятно. Препарат при-

годен для сбора нефтяной пленки в изолированное пятно толщиной до 6 мм. При этом он сдерживает растекание нефтяного пятна.

Для успешного проведения локализации разлитой нефти и концентрирования нефтяной пленки на водной поверхности требуется препарата до 5 кг/км периметра нефтяного загрязнения. При этом волнение водной поверхности не должно превышать 2 баллов, а температура воды — выше 0 °С.

10.6. Сорбционная технология борьбы с нефтяными загрязнениями

Для очистки воды от нефтяных и других загрязнений, а также для осветления воды до питьевой кондиции используется эффект адсорбции, которая как и адгезия относится к поверхностным явлениям. Материал, на поверхности или в объеме пор которого происходит концентрирование поглощаемого вещества, называют *сорбентом*, а поглощаемое вещество (в нашем случае — нефть) — сорбатом.

Необходимым условием адсорбции как самопроизвольного процесса, происходящего на поверхности раздела фаз, является повышенное значение химического потенциала сорбата (нефти) μ_1 в собираемом объеме по сравнению с его химическим потенциалом μ_2 на поверхности сорбента (рис. 10.17). В результате адсорбционного процесса происходит концентрация (сгущение) сорбата в поверхностном слое, которая намного превосходит его концентрацию в дисперсионной среде.

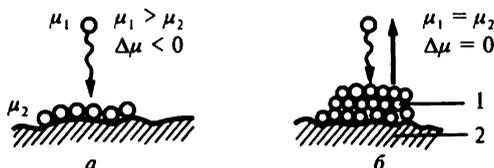


Рис. 10.17. Адсорбция (концентрирование) молекул нефти на поверхности сорбента:

а — в начале процесса; б — в условиях равновесия;
1 — молекулы нефти; 2 — поверхность сорбента

В зависимости от природы адсорбционных сил различают физическую и химическую адсорбцию. Физическая адсорбция связана с взаимодействием между молекулами сорбата и сорбента. При этом молекулы сохраняют свою индивидуальность. Этот вид адсорбции является обратимым и уменьшается с ростом температуры. Одновременно с адсорбцией может идти противоположный процесс — десорбция (рис. 10.17, б).

Величина адсорбции Γ зависит от концентрации C растворенной в воде нефти, от температуры T и от поверхностного натяжения. Все величины, определяющие адсорбцию, взаимосвязаны: $\Gamma = f(C, T, \sigma)$. При адсорбции происходит снижение поверхностного натяжения по мере увеличения концентрации нефти на поверхности сорбента.

В технологии очистки водной поверхности от нефтяных загрязнений используют пористые сорбенты. Эти сорбенты содержат различные по размерам и форме поры, существенно влияющие на результаты адсорбционных процессов. Не вся поверхность твердого сорбента может быть покрыта слоем адсорбированных молекул, а только ее часть — активные центры. Активные центры характеризуются избытком поверхностной энергии и большей возможностью реализовать физическую или химическую адсорбцию. В частности, в порых горных пород активными центрами выступают острые ребра скелетообразующих минералов.

Количество поглощаемой сорбентом нефти прежде всего зависит от свободной площади сорбента и свойств поверхности. Увеличение площади поверхности сорбентов может быть достигнуто за счет измельчения материала и увеличения пористости. Однако, предел измельчения частиц с целью увеличения их поглотительной способности по отношению к нефти и нефтепродуктам не бесконечен. С уменьшением размера частиц снижается сила воздействия частицы на поверхность адсорбируемой жидкости, и при некотором очень малом размере частица не смачивается жидкостью и, соответственно, не происходит процесса адсорбции. Реальный предел измельчения в технологии производства адсорбентов составляет не менее 0,1 мкм.

Пористые адсорбенты могут иметь макропоры, переходные поры и микропоры. Макропоры имеют средние радиусы в пределах 1—2 мкм и удельную поверхность 0,5—2,0 м²/г. Макропоры не играют заметной роли в величине адсорбции, однако они являются транспортными каналами, по которым адсорбируемые молекулы нефти проникают в глубь гранул адсорбента.

Переходные поры имеют эффективные радиусы в интервале от 0,002 мкм до 1 мкм и удельную поверхность до 40 м²/г. Эти поры полностью заполняются молекулами адсорбируемой нефти.

Средние радиусы микропор находятся в области ниже 0,002 мкм и соизмеримы с размерами адсорбируемых молекул. Адсорбция в микропорах приводит к их объемному заполнению. Удельный объем микропор составляет примерно 0,2—0,6 см³/г, а общая площадь поверхности пористых адсорбентов от 10 до 250 м²/г.

Наибольшее распространение получили микропористые сорбенты. Общим для всех материалов, используемых для сбора нефти и нефтепродуктов с водной поверхности, является их гидрофобность. Это одно из важных свойств, определяющих способность материалов к различному уровню поглощения нефти. Гидрофобные тела являются, как правило, олеофильными, то есть легко смачиваются нефтью и нефтепродуктами.

Для производства нефтяных сорбентов используется большое число материалов. Их классификация может быть осуществлена:

- по исходному сырью: неорганические сорбенты (цеолиты, дисперсные кремнеземы, керамзит, силикагель и др.); органические сорбенты (уголь, опилки, сапрпель, полиуретан и др.);
- по пористой структуре: крупнопористые с размером пор >200 нм; среднепористые — 1,5—200 нм; мелкопористые — <1,5 нм;
- по характеру смачивания водой:
- по плавучести: высокой — >72 часов; ограниченной — 3—72 часа;
- по поглотительной способности (табл. 10.2).

Таблица 10.2. Поглощительная способность гидрофобных сорбентов (кг/кг) при толщине нефтяной пленки, мм

Материал	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	>1.0
Полипропиленовое волокно	10	19	23	27	29	31
Пенополиуретан	8	11	13	16	18	19
Базальтовое волокно	12	20	27	31	35	37
Целлюлозное волокно	10	25	35	42	43	45

Нефтепоглощающая способность сорбентов на основе растительных отходов и синтетических органических сорбентов с нарастанием толщины слоя нефти увеличивается. Все поглощители насыщаются нефтью до предельной величины в течение первых 10 минут взаимодействия.

На поглощительную способность сорбентов существенное влияние оказывает вязкость собираемых с водной поверхности нефтепродуктов: поглощительная способность возрастает с ростом вязкости. Помимо этого фактора на поглощительную способность сорбента влияет содержание в нефти газа, легких фракций и эмульгированной воды: их повышенное содержание в нефти приводит к увеличению расхода сорбента для ее удаления с поверхности воды.

Поглощение нефти при локализации и ликвидации разливов на поверхности воды и суши гидрофобными порошковыми материалами не сводится только к процессу поверхностной адсорбции. Этот процесс доминирует только в случае очистки поверхности воды от тонких мономолекулярных пленок нефти и нефтепродуктов. В случае применения порошковых адсорбентов для очистки сильно загрязненной нефтью поверхности воды, наряду с процессом адсорбции, происходит сгущение нефти. При контакте олеофильных частиц с нефтью образуются мицеллы, образующие своеобразную сетчатую структуру, увеличивающую вязкость суспензии.

Впитывание нефти в абсорбент протекает в два этапа: начальная быстротекающая адсорбционная стадия, при ко-

торой нефть смачивает поверхность абсорбента; стадия медленного проникания нефти в поры абсорбента и заполнения пустот под действием капиллярных сил.

Если представить структуру абсорбентов в виде системы олеофильных капилляров, то процесс абсорбции происходит в двух направлениях. Во-первых, разлитая нефть поднимается за счет капиллярного эффекта выше ее свободной поверхности. Чем меньше размер капилляров в сорбенте, тем выше уровень подъема нефти. Во-вторых, в толстом слое разлитого нефтепродукта, контактирующего с абсорбентом, происходит капиллярное перемещение нефти по горизонтали.

10.7. Экологическая политика предприятия

Экологическая политика предприятия должна соответствовать международным стандартам экологического управления ИСО 14000.

Экологическая политика должна:

- соответствовать природоохранному законодательству и регламентам;
- соответствовать характеру и масштабу воздействия на ОС деятельности предприятия;
- включать обязательства по предотвращению загрязнения и улучшению ОС;
- внедрение принятых обязательств и информирование о них всех служащих.

Политика нефтедобывающих предприятий должна следовать принципам:

- приоритетности здоровья человека и сохранности ОС;
- соблюдения всех законодательных актов и нормативных документов;
- проектирования и эксплуатации месторождений на основе использования современных технологий и рационального использования ПР, в том числе попутного нефтяного газа;
- соблюдения нормативов предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ, ПДВ и ПДС вредных веществ, загрязняющих атмосферный воздух, воду и почву;

- соблюдения нормативов предельно допустимых уровней (ПДУ) шума, вибрации, магнитных полей и иных вредных физических воздействий;

- соблюдения нормативов санитарных и защитных зон (СЗЗ);
- доведения количества отходов производственной деятельности до технически и экономически приемлемого уровня;
- восстановления нарушенных объектов ПС в соответствии с нормативными документами.

Практическая реализация экологической политики предприятия может быть сведена в три приоритетных блока:

- снижение площади используемых земельных угодий (сокращение числа площадок под кусты скважин за счет увеличения отхода забоев скважин от вертикали; формирование линейных коммуникаций в коридоры; вертикальная компоновка оборудования);

- размещение объектов в экосистемах, наиболее устойчивых к воздействию нефтегазопромысловых объектов, менее чувствительных к изменениям гидрогеологического режима. Исключается размещение объектов в геодинамически активных зонах, в местах воспроизводства ценных популяций, в водоохранных зонах рек;

- увеличение надежности функционирования промышленных сооружений и коммуникаций за счет устройства ловушек и отстойников, обратного водоснабжения, обвалования по периметру площадок и гидроизоляционных экранов.

ГЛОССАРИЙ

Абиотический фактор — влияние, оказываемое на организмы физическими и химическими условиями среды.

Автотрофы — организмы, продуцирующие органическое вещество из неорганических соединений за счет энергии Солнца (фототрофы) или энергии, освобождающейся при реакции окисления аммиака или сероводорода (хемотрофы). К автотрофам относятся высшие растения, водоросли, серобактерии. В пищевых цепях выполняют роль продуцентов.

Абсорбция — поглощение отдельных компонентов из газовых смесей всем объемом жидкости или твердого тела с образованием раствора.

Аварийный выброс — поступление загрязняющих веществ в окружающую среду в результате аварии или нарушения технологического процесса.

Активный ил — осадок, образующийся при биологической очистке сточных вод в аэротенках, окисляющих органическое вещество.

Алкилирование — процесс, обратный крекингу, суть которого состоит в синтезе, превращении небольших молекул углеводородов в крупные молекулы. За счет увеличения плотности готовых продуктов их объем уменьшается по сравнению с объемом исходных веществ.

Анаэробы — организмы, живущие при отсутствии кислорода благодаря получению энергии за счет расщепления веществ, например, в процессе брожения.

Аномально высокое пластовое давление (АВПД) — пластовое давление флюидов, превышающее условное гидростатическое давление на 5% и более.

Антропогенное воздействие — воздействие на окружающую среду в результате производственной и хозяйственной деятельности в отрасли.

Асфальты — твердые легкоплавкие продукты преобразования нефти плотностью 1,0—1,1 г/см³, содержащие 60—75 % смоло-асфальтеновых веществ и 25—40 % масел.

Аэробы — организмы, которые могут существовать только при наличии свободного молекулярного кислорода.

Баланс запасов нефти или газа — государственный документ о количестве, качестве, степени изученности и промышленного освоения этих полезных ископаемых.

Балластировка трубопроводов — способ закрепления трубопроводов с помощью утяжеляющих грузов при прокладке их на заболоченных или обводненных грунтах.

Бензин — фракция нефти плотностью 0,70—0,78 г/см³. Смесь легких углеводородов с температурой кипения 30—160°C, получаемая перегонкой или крекингом.

Биологическая очистка сточных вод — извлечение из сточных вод загрязнителей, в основном, органических веществ, путем культивирования микроорганизмов, разлагающих эти вещества до минеральных или более простых органических соединений.

Биологическое тестирование воды — оценка качества воды по ответным реакциям водных организмов, являющихся тест-объектами.

Биомаркеры — реликтовые вещества, являющиеся носителями признака органического происхождения нефти. Осадочные породы и нефть содержат остатки, позволяющие идентифицировать исходное вещество и проводить корреляцию «органическое вещество—нефть». В частности, обнаруженные остатки «окаменелостей бактерий» в кремнистых сланцах позволяют сделать вывод о том, что временная граница «жизнь—преджизнь» на планете Земля лежит в пределах 3,1—3,7 млрд лет.

Биоремедиация — биологическая очистка экосистемы, то есть удаление загрязнителей посредством стимуляции деятельности биоты в почвах и водоемах.

Биосфера — совокупное жизненное пространство Земли, включающее в себя всю гидросферу и те области атмосферы и литосферы, в которых постоянно или периодически имеет ме-

сто жизненный цикл. Нефть, как продукт преобразования органического вещества, циркулирует в границах биосферы.

Битумы — твердые или жидкие черного цвета водонерастворимые смеси углеводородов и их кислородных, сернистых и азотистых производных. Содержат масла, смолы и асфальтены.

Бурение — процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород на забое с удалением продуктов разрушения.

Бурильная колонна — ступенчатый полый вал, соединяющий при бурении скважин долото с наземным оборудованием.

Буровая вышка — металлическое сооружение, устанавливаемое над устьем скважины для спуска и подъема бурильного инструмента, забойного двигателя и обсадных труб.

Буровая установка — комплекс расположенных на поверхности машин, агрегатов, механизмов и сооружений, предназначенных для бурения и крепления скважин.

Буровой раствор — многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных, аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Буровой ротор — механизм буровой установки, предназначенный для выполнения следующих операций: вращения бурильной колонны в процессе проходки скважины роторным способом; восприятия реактивного крутящего момента и обеспечения продольной подачи бурильной колонны при использовании забойных двигателей; удержания бурильной или обсадной колонны над устьем скважины при наращивании или спускоподъемных операциях.

Время самоочистки почвы — интервал времени, в течение которого происходит уменьшение доли загрязняющего вещества на 96% от первоначального значения.

Выбросы — поступление в окружающую среду любых загрязнителей.

Вязкость нефти — свойство нефти оказывать сопротивление относительному перемещению частиц при действии внешних сил. Одна из главных физических характеристик нефти. В зависимости от состава нефти вязкость может ме-

няться в широких пределах от 0,1 до 100 мПа·с. Чем тяжелее нефть, тем она более вязкая и менее подвижная. С повышением температуры нефти вязкость уменьшается.

Газгольдер — стационарная емкость для приема, хранения и выдачи газа в газораспределительные сети.

Газовая шапка — скопление свободного газа в наиболее приподнятой части нефтяного пласта, над нефтяной залежью.

Газовые гидраты — твердые кристаллические соединения, образующие при определенных термобарических условиях из воды и низкомолекулярных газов.

Газовый фактор — отношение объемов полученного из скважины газа и добытой за то же время нефти, приведенных к атмосферному давлению и температуре 20 °С.

Газойль — фракция нефти с пределами выкипания 230—400 °С, сырье для каталитического крекинга и получения дизельного топлива.

Газоконденсат — смесь углеводородов с температурами кипения 150—200 °С, конденсирующихся при добыче природных газов на газоконденсатных месторождениях. Используется для получения моторного топлива.

Газоперекачивающий агрегат — энергетическая установка, состоящая из теплового или электрического привода, компрессора и вспомогательного оборудования, предназначенная для сжатия газа в различных технологических процессах нефтегазовой отрасли.

Геодинамика — наука, изучающая движения, происходящие в земной коре, мантии, и причины этих движений.

Геоэкология — научное направление, изучающее систему геосфер в процессе их взаимодействия со всей совокупностью живого вещества.

Гидравлический разрыв пласта — способ создания трещин в прилегающих к нефтяной скважине породах за счет увеличения давления жидкости на забое скважины. Применяется для увеличения продуктивности нефтяных скважин.

Глобальный углеродный цикл — эволюция состояний углерода. Длящийся миллионы лет переход углерода в различ-

ные формы по следующей природной цепочке: переход атмосферного диоксида углерода с помощью фотосинтеза в состав живого вещества; жизнь и отмирание органического вещества (ОВ); захоронение и накопление ОВ в осадках; превращение и существование ОВ в форме нефти и других горючих полезных ископаемых; разрушение нефти и других горючих полезных ископаемых до состояния метана и графита; окисление метана и графита, после чего диоксид углерода вступает в новый углеродный цикл.

Процессы превращения и перехода углерода из одной формы в другую где-то замедляются, где-то ускоряются, но никогда не замирают совсем. История формирования горючих полезных ископаемых, и нефти в том числе, является частью общего глобального углеродного цикла.

Глушение скважин — прекращение фонтанирования пластового флюида из скважины путем закачки в нее специальной жидкости.

Горный отвод — блок недр, который предоставляется пользователю для разработки месторождений углеводородов.

Горячая перекачка нефти — перекачка с предварительным подогревом нефти для улучшения ее реологических свойств.

Грифон — внезапный прорыв на поверхность флюида по затрубному пространству буровой скважины.

Гудрон — черная смолистая масса, остаток после отгонки из нефти топливных и масляных фракций. Используется как сырье для крекинга и как строительно-дорожный материал.

Гумус — органическое вещество почвы.

Дебит скважины — количество газа или жидкости, поступающее из вскрытого пласта в единицу времени.

Деградация почвы — ухудшение свойств и плодородия почвы в результате воздействия природных и антропогенных факторов.

Депрессорные присадки — реагенты, незначительное содержание которых улучшает реологические свойства высокостастывающих нефтяных смесей.

Диагенез — процессы преобразования рыхлых осадков в горную породу в условиях приповерхностного слоя земной коры.

Диагностика трубопроводов — получение информации о состоянии стенок трубы в целях обнаружения дефектов.

Дизельное топливо — жидкое нефтяное топливо. В зависимости от назначения представляет собой смесь в различных пропорциях керосиновой и газойлевой фракций нефти, солярового масла и остаточных нефтепродуктов. По температурам застывания и помутнения различают два сорта топлива: зимнее и летнее.

Долото — инструмент, при помощи которого при бурении скважин разрушается горная порода.

Дыхание резервуаров — процессы выброса паров нефти и нефтепродуктов в атмосферу за счет испарения при их хранении и заполнении резервуаров.

Загрязнение — привнесение в экосистему чуждых ей веществ или видов организмов.

Залежь — пригодное для промышленного использования скопление углеводородов в природной ловушке, все части которого гидродинамически связаны. Под действием гравитационных сил в залежах происходит разделение флюидов на газовую, нефтяную и водную части.

Засоление почв — процесс накопления растворимых солей в почвах; вызывается преимущественно испарением грунтовых вод.

Защита окружающей среды — комплекс мероприятий (государственных, региональных, технологических, политических и др.), направленных на охрану окружающей среды.

Ингибитор — вещество, замедляющее протекание химических реакций или тормозящее биологические процессы.

Кадастр — систематизированный свод сведений о количественных и качественных характеристиках объектов.

Катагенез — комплекс постдиагенетических процессов, протекающих в осадочных породах вплоть до их превращения

в метаморфические. Это ведущий процесс в преобразовании органического вещества, генерации нефти и газа на глубинах от 2 до 4 км при температурах от 80 до 150 °С.

Керосин — фракция нефти, выкипающая в интервале температур 160—230 °С, плотностью 0,80—0,85 г/см³. Удельная теплота сгорания 46 МДж/кг. Получают перегонкой нефти или крекингом тяжелых нефтепродуктов.

Кокс нефтяной — твердый остаток, получаемый при коксовании нефтепродуктов. Содержит 90—98% углерода. Материал для изготовления электродов.

Коллекторские свойства горных пород — способность пропускать через себя жидкие и газообразные флюиды и аккумулировать их в пустотном пространстве.

Компрессорная станция — комплекс сооружений и газоперекачивающих агрегатов в начале каждого участка газопровода, предназначенный для сжатия газа.

Компримирование газа — перемещение газа с помощью компрессоров из области низкого давления в область высокого давления (сжатие газа). Одна из основных операций при транспорте газов по магистральным трубопроводам, при закачке газов в нефтегазоносные структуры для поддержания пластового давления, в процессе заполнения подземных хранилищ газа и при сжижении газов.

Конденсатопровод — трубопровод для перекачки стабильного конденсата из района добычи на газоперерабатывающий завод или нефтехимический комбинат. В конденсатопроводе поддерживается давление, превышающее значение упругости паров при наивысшей температуре окружающей среды на 0,5 МПа.

Конструкция скважины — совокупность интервалов ствола скважины, концентричных им обсадных колонн и цементных колец за обсадными трубами, их геометрических и физико-механических характеристик.

Концентрация предельно допустимая (ПДК) — норматив—количество вредного вещества в окружающей среде, практически не влияющее на здоровье человека, животных и растений.

Крекинг — переработка нефти или ее фракций посредством расщепления крупных молекул углеводородов для получения моторных топлив и сырья для химической промышленности. Различают крекинг термический и каталитический.

Крепление скважин — процесс укрепления стенок скважин обсадными трубами и тампонажным материалом для создания надежного канала связи в системе «пласт—устье скважины».

Кустовое бурение — сооружение наклонно-направленных скважин, устья которых группируются на близком расстоянии друг от друга, а забои вскрывают продуктивный горизонт в заданных точках в соответствии с сеткой разработки.

Лицензия — разрешение на ведение какого-либо вида деятельности, например, по добыче и переработке нефти, выдаваемое компетентным государственным органом.

Мазут — густая жидкость темно-коричневого цвета плотностью 0,89—1,0 г/см³, остаток после отгона от нефти бензина, лигроина керосина и фракций дизельного топлива. Применяют как жидкое котельное топливо (удельная теплота сгорания 38 МДж/кг), а также как сырье для производства моторных топлив, битума и кокса.

Месторождение нефти — одна или несколько залежей нефти, приуроченных территориально к одной площади.

Метан — простейший насыщенный углеводород CH₄. Бесцветный газ с температурой кипения минус 164,5 °С. Основной компонент природных газов (75—99%) и попутных нефтяных газов (30—90%). Сырье для получения многих ценных продуктов. Применяется как топливо.

Миграция нефти — перемещение микронепти внутри нефтематеринской свиты и уход из нее в природные резервуары. Основными факторами, вызывающими движение флюидов, являются разность давлений и гравитационный фактор.

Мониторинг — инструментальный контроль за состоянием живых и неживых объектов, изменения которого свидетельствуют о динамике экосистемы под воздействием антропогенного фактора.

Морская стационарная платформа — гидротехническое сооружение, предназначенное для установки на ней бурового, нефтепромыслового и вспомогательного оборудования.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) — трубы, предназначенные для транспорта флюида от забоя к устью скважины в любых осложненных условиях. Один из основных элементов скважинного оборудования.

Нефтя (лигроин) — фракция нефти, выкипающая в пределах 105—160 °С. Плотность 0,78—0,79 г/см³. Путем риформинга перерабатывается в высокооктановый бензин.

Нефтеловушка — очистное сооружение, отстойник для удаления из воды нефти и нефтепродуктов с плотностью, меньшей плотности воды.

Нефтеобразование — совокупность протекающих в недрах процессов, в результате которых образуются жидкие углеводороды. Эти процессы в природе не могут быть наблюдаемы, видны лишь их фиксированные результаты, запечатленные в осадочных породах. За нефтеобразование ответственно, в первую очередь, сапропелевое органическое вещество, представленное планктонными водорослями и зоосоставляющей. Поэтому в чистом виде процессы нефтеобразования происходили преимущественно в тех осадочных породах, которые сформировались до среднего палеозоя, когда не существовало высшей наземной флоры, и накапливающиеся органические вещества были гарантированы от примесей. На протяжении последующих геологических эпох (поздний палеозой, мезозой, кайнозой) континенты были заселены представителями высшей растительности и животного мира.

Нефтеотдача — показатель извлечения нефти из пласта. Количественно характеризуется коэффициентом извлечения нефти, определяемым как отношение количества извлеченной нефти к количеству первоначально содержащейся в пласте.

Нефтепровод — сооружение для транспортировки нефти, в состав которого входят трубопровод, насосные станции и хранилища. Различают нефтепроводы промысловые и магистральные.

Нефтепродукты — смеси углеводов, а также индивидуальные химические соединения, получаемые из нефти и нефтяных газов. Используются в качестве топлив, смазочных материалов, электроизоляционных сред, растворителей и нефтехимического сырья.

Нефтедержащие пламы — нефтедержащие отходы, представляющие собой смесь различных примесей и воды.

Нефтехимия — раздел химической технологии, изучающий состав, свойства, химические превращения и процессы переработки нефти и ее компонентов.

Нефтехранилище — резервуар или система резервуаров для хранения нефти и продуктов ее переработки. Наиболее распространены наземные стальные резервуары емкостью до 50 тыс. м³ и полуподземные железобетонные емкостью до 30 тыс. м³.

Нефтяной попутный газ — газ, растворенный в нефти при пластовых условиях; выделяется при эксплуатации нефтяных залежей в результате снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти. Содержание газа в нефти (газовый фактор) может превышать 250 м³/т.

Нефть — это жидкие продукты преобразования органического вещества, захороненного в осадочных породах. Образование и разрушение нефти — это часть общего глобального цикла углерода продолжительностью многие миллионы лет.

В химическом отношении нефть — это сложный природный раствор, в котором растворителем являются легкие углеводороды, а растворенными веществами являются тяжелые углеводороды, смолы и асфальтены. Основные химические элементы, из которых состоит нефть — углерод (83—87 %) и водород (11,5—14,5%).

В физическом отношении нефть — это сложный коллоидный природный раствор углеводородов плотностью от 0,73 до 1,04 г/см³. При 20 °С это маслянистая жидкость от коричневого до черного цвета с резким запахом керосина.

Норматив экологический — величина антропогенной нагрузки, рассчитанная на основании экологических регламентов и получившая правовой статус.

Озокерит — природный воскообразный нефтяной битум от желтого до бурого цвета плотностью 0,85–0,97 г/см³. Применяется в парфюмерной, лакокрасочной промышленности и медицине.

Октановое число — количественная характеристика стойкости к детонации моторных топлив, применяемых в карбюраторных двигателях внутреннего сгорания. Численно равно процентному содержанию изооктана в его модельной смеси с *n*-гептаном, эквивалентной по стойкости испытываемому топливу.

Органическое вещество горных пород — захороненные и в той или степени переработанные в процессе осадконакопления остатки растительных и животных организмов.

Палеозойская эра — отрезок времени в геологической истории Земли (570—220 млн лет назад), включающий шесть периодов: кембрийский — господство водорослей и появление первых бесскелетных животных; ордовик — появление первых рыб; силур — появление первых наземных растений; девон — появление папоротников и земноводных; карбон — появление пресмыкающихся и густых лесов из хвоща и папоротника; пермский — появление хвойных лесов.

Парафин — получаемая из нефти воскообразная белого цвета смесь предельных углеводородов состава C₁₇H₃₆—C₃₅H₇₂. Температура плавления 50—70 °С.

Парниковый эффект — разогрев приземного слоя воздуха, вызванный поглощением атмосферой инфракрасного излучения земной поверхности. Наибольшее значение в обеспечении парникового эффекта имеют диоксид углерода и метан.

Перегонка нефти (дистилляция) — разделение нефти на составные части (фракции), выкипающие в определенном интервале температур, путем последовательного частичного испарения и конденсации образующихся паров.

Пластовая депрессия — разность между пластовым давлением и забойным давлением в работающей скважине.

Пластовая энергия — упругая энергия пласта-коллектора и заключенного в нем флюида, испытывающих действие горного и пластового давления.

Подземное хранилище газа (ПХГ) — комплекс инженерно-технических сооружений и емкостей в пористых пластах или горных выработках для резервирования больших объемов газа.

Поллютант — загрязняющее вещество.

Превентор — приспособление, устанавливаемое на устье скважины для герметизации и предупреждения выброса из нее жидкости или газа.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) — показатель безопасного уровня содержания загрязняющих веществ в окружающей среде.

Предельно допустимый выброс (ПДВ) — научно обоснованная техническая норма выброса промышленным предприятием вредных химических веществ, обеспечивающая соблюдение требований по чистоте атмосферного воздуха.

Природный газ — газовая фаза природных углеводородов от метана до бутана включительно. Главным компонентом является метан.

Продуктивный горизонт — выдержанный по площади пласт-коллектор, содержащий подвижные углеводороды в свободной фазе и способный их отдавать в промышленных объемах.

Пятно нефтяное — участок на поверхности воды или суши, покрытый слоем нефти, препятствующим нормальной аэрации и испарению воды. При разливе одной и той же массы нефти на воде она распространяется на большей площади, чем на суше. Антропогенный сброс нефти в Мировой океан составляет от 3 до 8 млн т в год.

Ректификационная колонна — аппарат для разделения нефти на отдельные фракции.

Рекультивация — восстановление продуктивности и ценности нарушенных хозяйственной деятельностью земель, а также улучшение условий окружающей среды.

Режим бурения — сочетание параметров бурения, влияющих на показатели работы долота и на эффективность процесса.

Риформинг — процесс получения бензиновых дистиллятов, которые используются в качестве высокооктанового ком-

понента или для выделения индивидуальных ароматических углеводов.

Рифтовые зоны — гигантские горные сооружения посередине океанов, образованные горячим мантийным веществом, поступающим из глубин Земли за счет спрединга.

Самоочищение почвы — способность почвы уменьшать концентрацию загрязняющего вещества в результате протекающих природных процессов.

Санитарно-защитная зона — озелененная территория, отделяющая населенный пункт от промышленного предприятия, размеры и организация которой зависят от степени вредного влияния предприятия.

Сейсмическая разведка — совокупность геофизических методов разведки, основанных на изучении искусственно вызванных волн упругих колебаний, распространяющихся в земной коре.

Сепарация газа (нефти) — процесс разделения твердой, жидкой и газовой фаз потока углеводородов.

Сжиженный природный газ (СПГ) — природный газ, переведенный в жидкое состояние при температурах, меньших критической. При сжижении объем газа уменьшается в 600 раз, поэтому сжижение применяется для морских и автомобильных перевозок, а также железнодорожным транспортом.

Система разработки месторождения — комплекс инженерных решений по технологии и техническим средствам извлечения углеводородов из недр и управлению этим процессом.

Система сбора газа (нефти) — сеть устройств и внутрипромысловых трубопроводов, соединяющих единичные скважины и кусты скважин с установками промысловой подготовки.

Скважина нефтяная (газовая) — цилиндрическая выработка относительно малого поперечного сечения, пройденная в горной породе и оборудованная соответствующим образом с целью добычи нефти (газа).

Соляровое масло — фракция нефти, выкипающая в пределах 240—400 °С, прошедшая щелочную очистку. Применяется как топливо для тракторных, стационарных и судовых дизелей.

Спрединг — расхождение (дивергенция) литосферных плит земной коры, разорванной конвекционными потоками мантийного вещества. Скорость спрединга варьирует от 1 до 17 см/год.

Страхование экологических рисков — виды страхования, предусматривающие ответственность страховщика за риски, связанные с загрязнением окружающей среды. Например, страхование ответственности судовладельца за утечку нефтепродуктов из танкеров и загрязнение ими вод и побережья.

Субдукция — процесс столкновения (надвига) двух литосферных плит, при котором более тяжелая из них (океаническая) погружается под более легкую (континентальную). Результатом субдукции является образование океанических желобов.

Сырой газ (жирный газ) — природный газ из группы углеводородных, содержащий свыше 15% тяжелых углеводородов (C_3H_8 и выше).

Танкер-нефтевоз — судно для перевозки нефти и нефтепродуктов в судовых цистернах (танках). Грузоподъемность танкера может достигать 500 тыс. т.

Темп отбора запасов газа (нефти) — отношение годовой добычи из объекта разработки к начальным извлекаемым или геологическим запасам.

Теплота сгорания топлива — количество теплоты, выделившейся при полном сгорании топлива. Различают высшую и низшую теплоту сгорания: разница составляет 2512,2 кДж на 1 кг влаги, образующейся при сгорании находящегося в топливе водорода. Теплотехнические расчеты обычно проводят по низшей теплоте сгорания.

Терминал нефтяной — часть порта, предназначенная для загрузки или выгрузки (обработки) танкеров-нефтевозов.

Техносфера — часть биосферы, преобразованная деятельностью человека.

Трубопровод — сооружение для транспортировки жидких и газообразных сред под действием разности давлений в различных сечениях.

Турбобур — используемая для бурения многоступенчатая турбина, приводимая во вращение с помощью нагнетаемой в скважину промывочной жидкости.

Углеводороды — органические соединения, молекулы которых построены только из углерода и водорода. Важнейшие компоненты нефти и природного газа.

Упругий запас (упругоемкость пласта) — количество флюидов, которое может быть извлечено из продуктивного пласта за счет упругого расширения флюидов и скелета вмещающей горной породы при снижении порового давления.

Условное топливо — единица учета тепловой ценности топлива, применяемая для сопоставления различных видов топлива. Теплота сгорания 1 кг условного топлива равна 23,3 МДж (или 7000 ккал).

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) — комплекс технологического оборудования, обеспечивающий сбор и обработку природного газа и газового конденсата в соответствии с требованиями стандартов. Товарной продукцией УКПГ сухой газ, используемый в качестве топлива, и газовый конденсат, используемый в качестве сырья для газоперерабатывающих заводов.

Устьевое оборудование газовой (нефтяной) скважины — арматура для подачи газа (нефти) из ствола скважины в сборные сети, для подвески фонтанных труб, для герметизации и обвязки обсадных колонн, а также контроля и регулирования работы скважины.

Факельная установка — предназначена для сжигания некондиционных газовых и газоконденсатных смесей, образующихся при работе оборудования или аварийных сбросах.

Фильтрация — процесс течения жидкости и газа через пористые среды различной природы.

Флюид — любое вещество, поведение которого при деформации может быть описано законами механики жидкостей. В геологических процессах, длительность которых измеряется миллионами лет, в качестве флюидов могут выступать не только газ, нефть, водные растворы, илы, магма, но и глины, соли, гипсы, известняки.

Фотосинтез — процесс превращения зелеными растениями солнечной энергии в энергию химических связей органического вещества. Происходит с участием поглощающих свет пигментов и обеспечивает доступной энергией земные организмы. Ежегодно в результате фотосинтеза усваивается 300 млрд т CO_2 , образуется 150 млрд т органического вещества и выделяется 200 млрд т свободного кислорода.

Фракция нефти — составляющая часть нефти, кипящая в определенном диапазоне температур и выделенная из нее при перегонке.

Цементирование скважины — заполнение заданного интервала скважины тампонажным материалом. Одна из операций крепления скважин, предусматривающая изоляцию проницаемых горизонтов друг от друга, удержание обсадной колонны в подвешенном состоянии, упрочнение стенок скважины и др.

Цетановое число — основной показатель воспламеняемости дизельного топлива. Его повышение способствует более легкому запуску и увеличению мощности двигателя, снижению шумности, дымности и токсичности выхлопа. Стандартное топливо характеризуется цетановыми числами в пределах 40—45.

Шельф — ровная часть подводной окраины материков, прилегающая к берегам суши и характеризующаяся общим с нею геологическим строением. Глубины края шельфа обычно составляют 100—200 м, но бывают и больше. Общая площадь шельфа на планете около 32 млн км². В пределах шельфа ведется лов рыбы, разработка месторождений нефти и газа. На шельф распространяются суверенные права прибрежного государства, без его прямого согласия никто не вправе вести разведку и добычу естественных богатств шельфа.

Экология — наука, изучающая взаимоотношения организмов между собой и с окружающей средой.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Алексеев П.Д., Бараз В.И., Гридин В.И. и др.* Охрана окружающей среды в нефтяной промышленности. — М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И. Губкина, 1994. — 474 с.
2. *Авсюк Ю.Н.* Приливные силы и природные процессы. — М.: ОИФЗ РАН, 1996. — 184 с.
3. *Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. и др.* Геология и геохимия нефти и газа. — М.: Изд-во МГУ, 2004. — 416 с.
4. *Бардик Д., Леффлер У.* Нефтехимия. М.: ЗАО «Олимп-бизнес», 2003. — 408 с.
5. *Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Богатенков Ю.В. и др.* Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. — М.: Инфра-Инженерия, 2006. — 928 с.
6. *Беляева В.Я., Коршак А.А., Шаммазов А.М. и др.* Нефтегазовое строительство. — М.: ОМЕГА-Л, 2005. — 774 с.
7. *Блинов В.Ф.* Растущая Земля. — М.: УРСС, 2003. — 272 с.
8. *Богданкевич О.В.* Лекции по экологии. — М.: Физматлит, 2002. — 208 с.
9. *Бородавкин П.П., Березин В.Л.* Сооружение магистральных трубопроводов. — М.: Недра, 1977. — 408 с.
10. *Вадецкий Ю.В.* Бурение нефтяных и газовых скважин. — М.: «Академия», 2004. — 352 с.
11. *Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. и др.* Трубопроводный транспорт нефти. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. — Т. 1 и 2. — 407 с.
12. *Вержичинская С.В., Дизуров Н.Г.* Химия и технология нефти и газа. — М.: ФОРУМ, 2007. — 400 с.
13. *Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мизоев Д.А.* Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. — М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. — 374 с.
14. *Галеев В.Б., Карпачев М.З., Храменко В.И.* Магистральные нефтепродуктопроводы. — М.: Недра, 1986. — 256 с.

