Е. В. Стасева

БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Учебное пособие

Москва Вологда
«Инфра-Инженерия»
2021

УДК 331.453
ББК 65.246
С77

Рецензент:
доцент кафедры безопасности жизнедеятельности
Ростовского государственного университета путей сообщения
(ФГБОУ ВО РГУПС), кандидат технических наук *А. Г. Хвостиков*

Стасева, Е. В.

С77 Безопасность труда в газовом хозяйстве : учебное пособие / Е. В. Стасева. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 188 с. : ил., табл.
ISBN 978-5-9729-0598-0

Рассмотрено современное состояние травмобезопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов газового хозяйства и сосудов, работающих под давлением. Представлен комплекс мероприятий по обеспечению промышленной безопасности на объектах газоснабжения и газораспределения. Приведены способы и средства защиты работников от опасных факторов производственной среды, сведения и понятия о системах газоснабжения и газораспределения.

Для студентов и аспирантов, изучающих нефтегазовое дело и охрану труда. Может быть полезно специалистам газовой отрасли и работникам служб охраны труда предприятий.

УДК 331.453
ББК 65.246

ISBN 978-5-9729-0598-0

© Стасева Е. В., 2021
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2021
© Оформление. Издательство «Инфра-Инженерия», 2021

Оглавление

Введение..... 7

1. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ..... 8
   1.1. История развития газовой отрасли..... 8
   1.2. Природный газ и его основные физико-химические свойства..... 11
   1.3. Преимущества и недостатки использования газового топлива..... 14
   1.4. Основы разработки газовых месторождений. Технология добычи газа..... 16
   1.5. Система сбора и подготовка газа и газового конденсата..... 22
   1.6. Принципиальная технологическая схема магистрального трубопроводного транспорта газа..... 28
   1.7. Технология осушки, очистки, одоризации и хранения газа.....

2. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ..... 35
   2.1. Общие сведения и понятия о системах газоснабжения и газораспределения..... 35
   2.2. Газораспределительные станции..... 38
      2.2.1. Назначение, общие требования к территории газораспределительной станции..... 38
      2.2.2. Состав оборудования и описание технологической схемы газораспределительной станции..... 39
      2.2.3. Оборудование газораспределительной станции. Блок (узел) переключения..... 41
      2.2.4. Блок (узел) очистки газа на газораспределительной станции. Назначение и устройство..... 44
      2.2.5. Блок (узел) подогрева газа на газораспределительной станции. Назначение, устройство и работа подогревателя газа..... 47
      2.2.6. Блок (узел) редуцирования газораспределительной станции..... 49
      2.2.7. Блок (узел) учета газа..... 53
      2.2.8. Блок (узел) одоризации. Назначение, устройство и принцип работы..... 53
   2.3. Требования по безопасной эксплуатации газораспределительной станции..... 55

3. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ..... 58
3.1. Статистика аварийности и травматизма на объектах газоснабжения и газораспределения..... 58
3.2. Основные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварийных ситуаций..... 61
3.3. Российское законодательство в области промышленной безопасности опасных производственных объектов..... 67
3.3.1. Определения и категории опасных производственных объектов……... 68
3.3.2. Классификация опасных производственных объектов..... 70
3.3.3. Идентификация и регистрация опасного производственного объекта..... 73
3.3.4. Нормативно-правовая база разработки декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта..... 75
3.3.5. Состав декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта. Анализ опасности и риска в декларации промышленной безопасности..... 77
3.3.6. Экспертиза промышленной безопасности опасных производственных объектов и декларации промышленной безопасности..... 78

4. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ..... 83
4.1. Общие сведения, назначение, технологическая схема..... 83
4.2. Очистка газа в газораспределительных пунктах. Назначение и применяемое оборудование..... 84
4.3. Предохранительные клапаны на газораспределительных пунктах. Назначение и устройство..... 89
4.4. Регуляторы давления газораспределительных пунктов. Назначение, устройство и принцип действия..... 92
4.5. Общие требования безопасности к размещению, отоплению и эксплуатации газораспределительных пунктов..... 94

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ..... 97
5.1. Опасности, возникающие при эксплуатации газового хозяйства..... 97

5.2. Основные способы безопасной эксплуатации газового хозяйства предприятий..... 97
5.3. Присоединение газопроводов к действующим газовым сетям..... 101
5.4. Обслуживание и профилактический ремонт газопроводов..... 103

6. БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СОСУДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ..... 105
6.1. Основные положения нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию сосудов, работающих под давлением..... 105
6.2. Сосуды, работающие под давлением. Основные термины и определения..... 107
6.3. Конструкция сосудов высокого давления. Документация и маркировка..... 109
6.4. Опасности, возникающие при эксплуатации сосудов, работающих под давлением..... 110
6.5. Основные меры безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением..... 112
6.6. Гидравлическое (пневматическое) испытание сосудов высокого давления..... 114
6.7. Оценка качества сварных соединений. Исправление дефектов в сварных соединениях..... 117
6.8. Установка, регистрация, техническое освидетельствование и разрешение на эксплуатацию сосудов, работающих под давлением... 118
6.8.1. Установка и регистрация сосудов..... 118
6.8.2. Техническое освидетельствование и разрешение на ввод в эксплуатацию..... 121

7. БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ И КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК..... 126
7.1. Назначение, классификация и основные характеристики компрессорных установок..... 126
7.1.1. Опасности, возникающие при работе компрессорных установок..... 129
7.1.2. Основные способы и средства безопасной эксплуатации компрессорных установок..... 131
7.2. Безопасность эксплуатации котельных установок..... 134
7.2.1. Общие сведения о котельных установках..... 134

7.2.2. Основные опасности и причины аварий, возникающие при эксплуатации котельных установок..... 135
7.2.3. Основные способы обеспечения безопасной эксплуатации котельных установок..... 136
7.2.4. Нормативные документы, регламентирующие деятельность по безопасной эксплуатации котельных установок..... 137

8. БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ..... 139
8.1. Выполнение газоопасных работ. Обнаружение мест утечек газа. Ликвидация мест утечек газа из наружных и подземных газопроводов…… 139
8.2. Проведение аварийных работ..... 141
8.3. Газоанализаторы и газоиндикаторы. Назначение и принцип действия…… 142
8.3.1. Газоанализатор типа ПГФ..... 143
8.3.2. Оптический газоиндикатор ШИ-3..... 144
8.3.3. Сигнализатор СТХ-5А..... 144
8.3.4. Течеискатель ТГГ-90..... 145
8.3.5. Измеритель метана ИМ-93..... 146
8.4. Защитные и предохранительные устройства..... 147
8.5. Оказание помощи пострадавшим..... 151

9. ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ…… 154
9.1. Аварийно-диспетчерская служба, ее задачи и структура..... 154
9.2. Оснащение аварийно-диспетчерской службы..... 158
9.3. Выполнение аварийных работ. Планы по предотвращению и ликвидации аварий..... 161
9.3.1. Сетевые модели работ по ликвидации аварий..... 161
9.3.2. Основные меры по предотвращению аварий и несчастных случаев..... 166
9.4. Расследование, учет и оформление аварий и несчастных случаев..... 168
9.5. Правила техники безопасности при ликвидации аварий..... 169
Приложения..... 174
Библиографический список..... 183

Введение

Газовая промышленность является одной из главных составляющих топливно-энергетического комплекса, в который входят предприятия по добыче и переработке всех видов топлива и др. Природный газ как топливо имеет много положительных свойств, в частности, высокую теплотворную способность, транспортабельность, большую, по сравнению с нефтью и углем, экологичность. Значительное количество природного газа используется в химической промышленности, металлургии, строительной индустрии, машиностроении и других отраслях народного хозяйства.

Производственная безопасность – это степень защищенности работников от вредного воздействия технологических процессов, условий и режимов труда на промышленном предприятии. Основными причинами возникновения аварийных и травмоопасных ситуаций являются: 1) неисправное состояние технического оборудования; 2) нарушение персоналом требований производственной безопасности; 3) нерациональная организация проведения опасных работ; 4) неисправность аппаратов автоматики и приборного обеспечения и др.

Основной целью управления производственной безопасностью является: обеспечение безопасности персонала; профилактика аварийности, травматизма и профессиональных заболеваний; улучшение условий труда за счет снижения уровней воздействия вредных и опасных факторов. Производственная безопасность координируется положениями Федерального закона № 116-ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (в ред. от 13.07.2015 г. с изм. на 29.07.2018 г.) [1], а также другими законами и нормативно-правовыми актами.

В настоящий момент актуальны вопросы повышения эффективности мероприятий, направленных на повышение уровня безопасности промышленных объектов, защиту населения и территории от аварий на производственных объектах, снижение рисков их последствий.

1. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

1.1. История развития газовой отрасли

Нефть и углеводородный газ известны человечеству уже несколько тысячелетий. Газовая промышленность – наиболее молодая отрасль топливного комплекса. Газ применяется в качестве топлива в промышленности, быту, а также как сырье для химической промышленности. В народном хозяйстве используется природный газ, добываемый из газовых месторождений, газ, добываемый попутно с нефтью, и искусственный газ, извлекаемый при газификации сланцев и угля [2].

В развитии газовой отрасли можно выделить четыре периода:

- начало и развитие газовой промышленности (до 1950 г.);
- становление (1950–1956 гг.);
- период до распада СССР (1956–1991 гг.);
- современный период (с 1991 г.).

Газовая промышленность России зародилась в 1835 г., когда в Санкт-Петербурге методом сухой перегонки угля начали вырабатывать искусственный газ, названный светильным. В 60-х гг. XIX в. с его использованием началась газификация Москвы и к 1915 г. здесь пользовались газом 2700 квартир. Небольшие газовые заводы были построены также в Одессе и Харькове [3].

Вместе с тем дореволюционная Россия значительно отставала в использовании газа от главных капиталистических стран мира. Так, если в Великобритании в 1891 г. светильный газ вырабатывали 594 завода, то в России в этом же году таких заводов было 30 (и еще 180 маломощных газогенераторных установок).

С развитием добычи нефти люди вплотную соприкоснулись с нефтяным газом, являющимся ее неизбежным спутником. В 1880 г. нефтяной газ начали использовать как топливо в котельных Баку, а затем и Грозного.

В 20-х гг. в СССР было известно всего пять газовых месторождений – «Дагестанские Огни», Мельниковское, Мелитопольское, Сураханское и Ставропольское. Общие запасы газа в них составляли около 200 млн $м^3$, а добыча не превышала 15 млн $м^3$ в год.

До 30-х гг. значение природного газа недооценивалось. Поэтому целенаправленные поиски чисто газовых месторождений не велись. Положение изменилось после того, как в 1933 г. был создан «Главгаз». Уже в июле 1935 г. было открыто первое в Коми АССР чисто газовое месторождение – Седельское, а вступило в строй лишь в 1942 г. В последующем здесь же были открыты Войвожское (1943) и Нибельское (1945) газовые месторождения. К концу 30-х гг. было открыто более 50 месторождений природного газа в Азербайджане, Поволжье, на Северном Кавказе и в Средней Азии. Добыча природного газа достигла 3,4 млрд $м^3$. В годы войны были открыты крупные по тем временам Елшанское и Курдюмское газовые месторождения в Саратовской области [2, 3].

Период становления газовой промышленности. Дальнейшее развитие газовой промышленности связано с открытием новых месторождений в Ставропольском и Краснодарском краях, в Тюменской области и на Украине. В 1950 г. в Ставропольском крае были открыты Ставропольско-Полагнадское, Тахта-Кугультинское и Расшеватское газовые месторождения. На Украине введены в эксплуатацию Бильче-Валицкое (1954), Радковское (1958) и Шебелинское месторождения газа.

21 сентября 1953 г. на окраине старинного сибирского села Березово ударил мощный газовый фонтан, возвестивший об открытии первой в Западной Сибири газоносной провинции. Скважина-первооткрывательница Р-1 поставила последнюю точку в спорах ученых о перспективах добычи газа в данном регионе. Благодаря этим событиям газ все шире стал использоваться как высококачественное и дешевое топливо в промышленности, начала осуществляться программа газификации городов и поселков, возросли объемы переработки природных и нефтяных газов. Добыча газа в этот период росла по 500–600 млн $м^3$ в год и к концу 1955 г. составила 10,4 млрд $м^3$.

Период до распада СССР. Период после 1955 г. характеризуется бурным развитием газовой промышленности. К концу 50-х гг. в результате поисковых работ на Украине, Северном Кавказе, в Прикаспии и Узбекистане разведанные запасы газа были больше по сравнению с 1946 г. в 16 раз. В 60-е гг. поисковые работы велись на востоке страны. Были открыты крупные газовые месторождения в Западной Сибири (Пунгинское, Заполярное, Медвежье, Уренгойское), в Коми АССР (Вуктыльское), в Туркмении, в Узбекистане (Учкырское, Уртабулакское). Это позволило довести добычу газа в 1965 г. до 127,7 млрд $м^3$, а к концу 1970 г. – до 198 млрд $м^3$ [4].

Начиная с 70-х гг., главным направлением развития газовой промышленности России стало освоение крупных залежей природного газа в Западной Сибири. Добыча газа здесь стремительно росла: с 10 млрд $м^3$ в 1965 г. до 195,7 млрд $м^3$ в 1981 г. Таким образом, всего за 20 лет в суровых условиях Западной Сибири был создан мощный Западно-Сибирский топливно-энергетический комплекс, включающий предприятия нефтяной и газовой промышленности.

В 1980 г. в стране было добыто 435,2 млрд $м^3$ природного газа. Начиная с 1981 г., ускоренное развитие газовой отрасли стало возможным благодаря освоению новых месторождений в Туркмении, Астраханской, Тюменской и Оренбургской областях. К концу 1985 г. добыча газа в СССР достигла 643 млрд $м^3$. На долю Западной Сибири при этом приходилось 376 млрд $м^3$, из которых 270 млрд $м^3$ давало Уренгойское месторождение.

Уже в 1984 г. СССР вышел на первое место в мире по добыче газа, опередив США. В 1990 г. добыча газа в стране составила 815 млрд $м^3$.

Современный период. Россия – одна из немногих стран мира, полностью удовлетворяющая потребности в газе за счет собственных ресурсов.

В стране шесть газодобывающих регионов: Северный, Северо-Кавказский, Поволжский, Уральский, Западно-Сибирский и Дальневосточный. В Западной

Сибири добыча газа в основном сосредоточена в ЯНАО, а в Европейской части страны – в Оренбургской области (Волго-Уральская нефтегазовая провинция (НГП)), в Астраханской области (Прикаспийская НГП), в Республике Коми (Тимано-Печорская НГП) [3].

Практически все запасы природного газа Волго-Уральской НГП сосредоточены на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ). В других регионах Волго-Уральской НГП – Пермский край, Самарская область, Удмуртская Республика, Татарстан, Башкортостан – добыча газа ограничивается выделением попутного нефтяного газа суммарным объемом 1,5–2,0 млрд $м^3$ в год (на Оренбургском НГКМ добыча природного газа в 2002–2010 гг. стабилизировалась на уровне 20–22 млрд $м^3$ в год).

В России разведанные запасы, равные 47 трлн $м^3$, сосредоточены в 770 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождениях, из которых 338 с разведанными запасами 21,6 трлн $м^3$ вовлечены в разработку, а 73 подготовлены к промышленному освоению.

Общие потенциальные ресурсы, при степени разведанности территории РФ, равной 24,5 %, оцениваются в 236 трлн $м^3$. Сырьевой базе газовой отрасли свойственна высокая концентрация запасов, что создает благоприятные условия для вовлечения их в разработку. Так, в 20 уникальных месторождениях (более 500 млрд $м^3$ в каждом) содержится более 75 % всех запасов (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др.), а в 115 крупных (запасы каждого от 30 до 500 млрд $м^3$) – 22 %.

Добыча газа в России в 1990-е гг. сокращалась: в 1991 г. – 643 млрд $м^3$, в 1993 г. – 617, в 1995 г. – 595, в 1997 г. – 571. Причинами такой ситуации было падение промышленного производства, заниженная стоимость газа на внутреннем рынке, высокий уровень неплатежей, вступление крупнейших месторождений газа в стадию падающей добычи.

Объем газодобычи в нашей стране в 1998 г. составил 591,1 млрд $м^3$, в 1999 г. – около 590, в 2000 г. – 584,2, а в 2001 г. – 581,5 млрд $м^3$. Ввод в разработку Заполярного месторождения в конце 2001 г. улучшил ситуацию, в результате чего объем добычи газа в России в 2002 г. вырос до 594,9, а в 2003 г. – до 633,5 млрд $м^3$. Добыча газа в 2010 г. составила 650,8 млрд $м^3$, это на 67,7 млрд $м^3$ больше, чем в 2009 г.

Основной газодобывающей компанией России является ОАО «Газпром» (на его балансе находится более 60 % отечественных запасов газа), учрежденное в феврале 1993 г. Из нефтяных компаний наибольший объем добычи газа приходится на «Лукойл», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», ТНК-ВР. Основные независимые производители газа в нашей стране – «НОВАТЭК» и «Сибнефтегаз», а за рубежом – компании «Сонатрак» (Алжир), «Газюни» (Нидерланды), «Статойл» (Норвегия).

Перспективы дальнейшего увеличения добычи газа связаны с освоением месторождений севера Тюменской области (Надым-Пур-Тазовский регион, полуостров Ямал), а также крупнейшего в Европе Штокмановского газоконденсатного месторождения (Баренцево море). Россия является крупнейшим в мире экс-

портером природного газа. В долгосрочной перспективе целесообразно строительство дополнительных модулей завода подземного газохранения (СПГХ) и расширение терминала. После 2012 г. начаты поставки сетевого газа в Китай и Корею (морской трубопровод) с месторождений проекта «Сахалин–1». В 2014 г. введена система «Западная Сибирь (единая система газоснабжения) – Восточная Сибирь – Дальний Восток» с отводами на Китай, которая соединена с газопроводной системой «Сахалин – Дальнереченск (отвод на Китай) – Владивосток – Находка – Сеул» в районе Хабаровска. На 2015–2020 гг. в районе Находки запланировано и ведется строительство завода по сжижению газа и терминала СПГХ.

1.2. Природный газ и его основные физико-химические свойства

Горючие газы разделяются на естественные (природные) и искусственные. Природный газ – бесцветен, не имеет запаха, вкуса, легче воздуха, малотоксичен. Основным компонентом является газ метан: по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности – малоопасным вредным веществам, ПДК = 300 мг/м^3. Плотность приблизительно 0,7–1,1 кг/м^3. Метан широко распространен в природе. Он всегда входит в состав пластовой нефти. Много метана растворено в пластовых водах на глубине 1,5–5 км. Газообразный метан образует залежи в пористых и трещиноватых осадочных породах [5].

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

В основном месторождения нефти и газа приурочены к осадочным породам. Природные газы классифицируются по трем видам, обусловленным способами добычи. Природные газы подразделяют на следующие группы [6].

1. Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых углеводородов.

2. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, – смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата.

3. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропанбутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

Газ, в составе которого углеводороды C_3, C_4 составляют не более 75 г/м^3, называют сухим. При содержании более тяжелых углеводородов (свыше 150 г/м^3) газ называют жирным. Газы газовых месторождений называются природными газами. Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных углеводородов. Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые углеводороды, а также неуглеводородные компоненты: азот, углекислый газ, сероводород, гелий, аргон.

Примерный состав одного из месторождений (Северо-Ставропольское) следующий: метан CH_4 = 98,7 %, этан C_2H_6 = 0,33 %, пропан C_3H_8 = 0,12 %, бутан C_4H_{10} = 0,04 %, пентан C_5H_{12} = 0,01 %, углекислый газ CO_2 = 0,1 %, азот N_2 + редкие газы = 0,7 % (к редким газам относятся аргон, неон, гелий), кроме того, газы содержат воду, а также могут содержать сероводород, другие примеси – пыль и т. д. [5].

Газы чисто газовых месторождений относятся к тощим газам. Тощие газы содержат тяжелые углеводороды (пропан, бутан, пентан, гексан) в количестве не более 50 г/м^3. Второй вид газов относится к газоконденсатным месторождениям. Они состоят из смеси сухого газа и паров конденсата (бензин, лигроин, дизельное топливо, керосин), т. е. паров тяжелых углеводородов.

Третий вид газов добывается одновременно с добычей нефти и называется попутным газом. Кроме метана они содержат значительное количество тяжелых углеводородов и относятся к жирным газам. *Жирные газы* представляют собой смесь сухого газа пропанобутановой фракции и газового бензина [6].

Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа: повышают плотность, снижают температуру воспламенения, придают ему запах бензина.

Искусственные горючие газы получают в результате термической обработки твердого или жидкого топлива на газовых заводах.

Сжиженные газы являются смесью тяжелых углеводородов – пропана, бутана и др. Получают сжиженный газ из попутных нефтяных газов и газов газоконденсатных месторождений на газобензиновых заводах. При этом выделяют этан, пропан, бутан и газовый бензин [3].

Сжиженный газ также не имеет цвета, запаха, вкуса. В жидком состоянии представляет собой масляную бесцветную жидкость в два раза легче воды. При повышении давления или понижении температуры пропанобутановая смесь из газообразного состояния переходит в жидкое и наоборот, т. е. с понижением давления или с повышением температуры переходит из жидкого в газообразное состояние.

Количества воздуха для полного сгорания сжиженного газа требуется в 4 раза больше, чем при сгорании природного газа. Для полного сгорания одного объема природного газа (метана) требуется 10,5–11,5 объемов воздуха.

Физические свойства газов. Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность или относительную плотность по воздуху [4].

Молекулярная масса природного газа:

$$M = \sum_{i=1}^{n} M_i X_i ,$$

где M_i – молекулярная масса i-го компонента;

X_i – объемное содержание i-го компонента, доли единиц.

Для реальных газов обычно $M = 16–20$.

Плотность газа рассчитывается по формуле:

$$\rho_Г = \frac{M}{V_M} = \frac{M}{24,05},$$

где $V_м$ – объем 1 моля газа при стандартных условиях.

Обычно значение $\rho_Г$ находится в пределах 0,73–1,0 кг/м^3.

Чаще пользуются относительной плотностью газа по $\rho_{Г.В}$, которая определяется по формуле:

$$\rho_{Г.В} = \frac{\rho_Г}{\rho_В},$$

где $\rho_Г$ – плотность газа;

$\rho_В$ – плотность воздуха при тех же значениях давления и температуры.

Уравнение состояния газа используется для определения многих физических свойств природных газов. Оно устанавливает аналитическую зависимость между давлением, объемом и температурой. Состояние газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клапейрона – Менделеева [5]:

$$pV = NRT,$$

где p – давление;

V – объем идеального газа;

N – число киломолей газа;

R – универсальная газовая постоянная;

T – температура.

Это уравнение применимо для идеальных газов.

Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы не подчиняются законам идеальных газов. Поэтому для них уравнение Клапейрона – Менделеева записывается в виде:

$$pV = ZNRT,$$

где Z – коэффициент сверхсжимаемости реальных газов.

Коэффициент сверхсжимаемости Z реальных газов – это отношение объемов равного числа молей реального V и идеального $V_и$ газов при одинаковых термобарических условиях (т. е. при одинаковых давлении и температуре) [5]:

$$Z = V/V_и.$$

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов:

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^{n} P_{кpi} X_i,$$

где $P_{кpi}$ и $T_{кpi}$ – критическое давление и температура *i*-го компонента соответственно.

Влагосодержание природных газов связано с тем, что природные газы и газоконденсатные смеси контактируют с пластовыми водами различных форм и вследствие этого содержат определенное количество паров воды. Концентрация водяных паров в газе зависит от его состава, давления, температуры [5].

Объемный коэффициент пластового газа $b_г$ представляет собой отношение объема газа в пластовых условиях $V_{пл.г}$ к объему того же количества газа $V_{ст}$, который он занимает в стандартных условиях, и определяется по уравнению Клапейрона – Менделеева:

$$b_г = V_{пл.г}/V_{ст} = Z(P_{ст}T_{пл}/(P_{пл}T_{ст})),$$

где $P_{пл}$, $T_{пл}$, $P_{ст}$, $T_{ст}$ – давление и температура в пластовых и стандартных условиях соответственно.

Объемный коэффициент $b_г$ имеет большое числовое значение, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

1.3. Преимущества и недостатки использования газового топлива

Использование газа в индустрии дает возможность автоматизировать производственно-технологические процессы, усовершенствовать санитарно-гигиенические условия на производстве и в быту. Газ более экономичный вид топлива, чем нефть и тем более уголь. Себестоимость добычи природного газа во много раз ниже себестоимости добычи угля, сланцев и торфа. Природный газ является ценным минеральным ресурсом как наиболее дешевое экологичное топливо в период подготовки к переходу на более широкое использование альтернативных нетрадиционных видов электроэнергии (ветра, солнца, приливной, внутреннего тепла земли). Именно поэтому необходим тщательный анализ возможности газовой промышленности как одной из важных отраслей экономики России [2].

Газ отличают полнота сгорания без дыма и копоти; отсутствие золы после сгорания; легкость розжига и регулирования процесса горения; высокий коэффициент полезного действия топливоиспользующих установок; экономичность и простота транспортировки к потребителю; возможность хранения в сжатом и

сжиженном состоянии; отсутствие вредных веществ. Его добыча обходится дешевле добычи нефти и угля. Если принять стоимость угля (в пересчете на 1 т условного топлива) за 100 %, то стоимость газа составит только 10 %. Применение природного газа способствует повышению эффективности общественного производства. Неоспоримые плюсы газа и присутствие его значительных резервов создают условия для последующего развития газоснабжения государства.

Интенсивные работы по прокладке наружных и внутренних газопроводов, по газификации промышленных, общественно-бытовых и жилых зданий в городах, поселках и сельской местности ставят перед специалистами – строителями и эксплуатационниками – серьёзные задачи в области обеспечения безопасности труда: снижения производственного травматизма и профессиональных заболеваний [3].

Газообразное топливо обладает определенными положительными сторонами по сравнению с другими видами топлива при прочих равных условиях [2]:

– простота добычи газа и его транспортировка к объектам потребления;

– простота эксплуатации: зажигание и прекращение горения, регулирование и автоматическое обеспечение процесса горения;

– полное сжигание газа как в объеме топочного пространства, так и при сжигании его в помещениях.

Теплота сгорания природных газов чисто газовых месторождений до 8500 ккал/м^3 (~36000 кДж/м^3). Теплота сгорания попутных газов до 15 000 ккал/м^3 (~65000 кДж/м^3).

Газообразное топливо имеет и отрицательные стороны. Такие горючие газы, как метан, этан, пропан, бутан и пр., при содержании их в воздухе порядка 10 % уже вызывают удушье, головокружение и т. д. Избыточное содержание газов уменьшает в воздухе содержание кислорода, что отрицательно воздействует на организм человека. Нормальное содержание кислорода в воздухе составляет примерно 21 % по объему. При снижении его до 17 % у человека возникает одышка и учащенное сердцебиение, при снижении до 12 % – стесненное дыхание, до 9 % – обморочное состояние. Наличие в продуктах сгорания окиси углерода и попадание ее в помещение, в котором находятся люди, ухудшает санитарно-гигиенические условия и может привести к летальному исходу [4].

К опасным свойствам горючих газов относится способность их образовывать в смеси с воздухом *взрывоопасные смеси* [5].

Взрыв – это мгновенное сгорание газовоздушной смеси, сопровождающееся резким увеличением давления и температуры. Взрыв происходит при определенном соотношении газа с воздухом, характеризуемом нижним и верхним пределами взрываемости.

Нижним пределом взрываемости называется то минимальное содержание газа в воздухе, которое при воспламенении уже может привести к взрыву.

Верхним пределом взрываемости называется то максимальное содержание газа в воздухе, которое в случае воспламенения еще может привести к взрыву.

Опасная зона, в которой происходит взрыв, находится между нижним и верхним пределами взрываемости. Концентрация газа в воздухе ниже нижнего

и выше верхнего пределов взрываемости к взрыву не приводит: в одном случае из-за избытка воздуха, в другом – из-за его недостатка.

Для метана нижний предел взрываемости – 5,3 % от объема помещения, т. е. до этого «процента» смесь газа с воздухом не воспламеняется и, естественно, не взрывается. Верхний предел взрываемости не более 14 % от объема помещения. Если свыше 14 % – газ воспламеняется, горит, но не взрывается. В пределах от 5,3 до 14 % при возникновении источника воспламенения происходит взрыв смеси газа с воздухом.

1.4. Основы разработки газовых месторождений. Технология добычи газа

Под разработкой газового месторождения понимается управление процессом движения газа в пласте к добывающим скважинам при помощи определенной системы размещения установленного числа скважин на площади, порядка и темпа ввода их в эксплуатацию, поддержания намеченного режима их работы, регулирования баланса пластовой энергии [7].

Основное требование к системе разработки – обеспечение минимума затрат на добычу заданных объемов газа при заданной системе степени надежности и соблюдении норм охраны недр. Достижение этих условий осуществляется на стадии проектирования системы разработки оптимальным выбором и учетом всех ее элементов, основными из которых являются:

- режим разработки залежи;
- схема размещения скважин;
- технологический режим эксплуатации скважин и их конструкция;
- схема сбора и подготовки газа.

Особенность разработки газовых месторождений в том, что ее фактически начинают до составления проекта (это связано с тем, что ряд характеристик месторождения невозможно получить на стадии разведки, а также по экономическим соображениям – высокой стоимостью разведки газовых месторождений).

Разработка газовых месторождений осуществляется в два этапа:

- на первом проводят опытно-промышленную эксплуатацию месторождения;
- на втором осуществляют промышленную разработку по проекту, составленному на основе полных и достоверных данных опытно-промышленной разработки.

Основной метод добычи газа и газового конденсата – фонтанный, так как газ в продуктивном пласте обладает достаточно большой энергией, обеспечивающей его перемещение по капиллярным каналам пласта к забоям газовых скважин, глубина которых достигает 4 км. Давление газа в залежах увеличивается с глубиной. Это давление находится в пределах от 30 до 700 кгс/см^2 (от 3,0 до 70,0 МПа). Например, у Астраханского месторождения давление газа 70 МПа. Залежи газа представляют собой углеводороды, заполняющие поры

проницаемых пород. Происхождение углеводородных газов связано с биохимическими процессами, в результате которых разлагались и преобразовывались органические вещества, состоявшие из остатков отмерших живых организмов и растительности [7].

Газоносные пласты состоят из пород с пористой структурой (пески, песчаники, пористые известняки или доломиты). В зависимости от структуры и состава газоносные пласты имеют различную крепость. Обычно чем больше геологический возраст пласта, тем он прочнее. Мощность (толщина) газоносных пластов измеряется десятками, а иногда и сотнями метров. Газоносные пласты залегают между газонепроницаемыми породами (сланцевыми глинами, плотными известняками). Газовые месторождения представляют складки земной коры, обращенные выпуклостью кверху, или купола. На рис. 1.1 показана форма газовой залежи. Газ заключен в куполообразном подземном пласте. В верхних горизонтах газ скапливается в виде газовых шапок. Внизу находится нефть (в газонефтяных месторождениях) или пластовая вода (в чисто газовых месторождениях). Основная масса газовых месторождений контактирует с пластовой водой. Месторождения содержат два или несколько газоносных пластов, расположенных один над другим и отделенных газонепроницаемыми слоями. Большинство газовых месторождений являются многопластовыми.

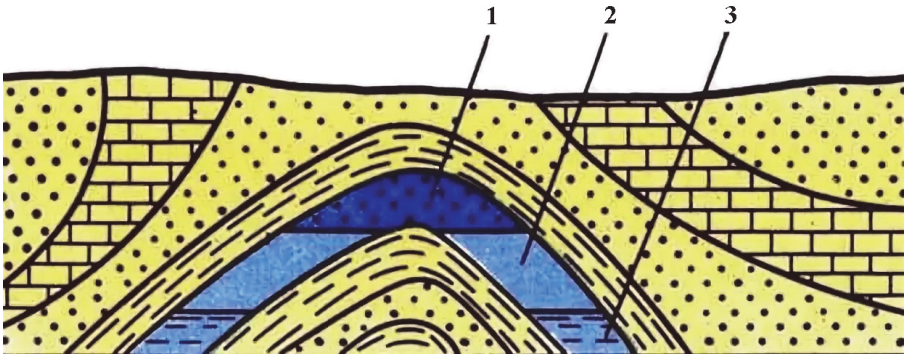


Рис. 1.1. Форма газовой залежи:
1 – газ; *2* – нефть; *3* – пластовая вода

Газ в пластах находится под давлением. При вскрытии залежи буровой скважиной он фонтанирует из нее с большой скоростью. Дебит некоторых скважин достигает нескольких миллионов кубометров газа в сутки. Первоначальное давление в газоносном пласте зависит от глубины его залегания. Через каждые 10 м глубины давление в пласте возрастает примерно на 1 кгс/см^2 (0,1 МПа) [7].

Газовые месторождения имеют различные режимы. При водонапорном режиме давление в пласте создается водой. В месторождениях с газовым режимом давление обеспечивается самим газом, заполняющим поры пласта. Такой режим является режимом расширяющегося газа.

При идеальном водонапорном режиме по мере добычи газа вода, поднимаясь, заполняет поры и вытесняет в скважину газ месторождения. В связи с этим в процессе эксплуатации падения давления газа в залежи не будет. Идеальный водонапорный режим встречается в очень немногих газовых месторождениях.

Вследствие ряда причин (значительно большей вязкости воды по сравнению с вязкостью газа, плохой проницаемости продуктивного пласта и др.) подъем воды обычно отстает от скорости отбора газа, поэтому давление в газоносном пласте с течением времени падает [5].

Газовая скважина – основной элемент промыслов. Верх скважины называют устьем, низ – забоем. Оборудование устья и забоя газовых скважин, а также конструкция газовой скважины практически аналогичны нефтяным скважинам. Бурят скважину быстровращающимся буром-долотом, который разрушает породы в забое. Для этой цели применяют шарошечные долота, в которых шарошки, вращаясь вокруг своих осей, дробят и скалывают породу.

В зависимости от привода различают роторное и турбинное бурение (рис. 1.2). При роторном бурении двигатель расположен на поверхности земли, вращение от него передается долоту через промежуточные механизмы и колонну бурильных труб, имеющих диаметр 125–150 мм. В качестве бурильных труб применяют цельнокатаные бесшовные трубы, изготовленные из высококачественных углеродистых и легированных сталей, со стенками толщиной 8–11 мм. Трубы соединяют между собой замками на крупной конической резьбе. В верхней части бурильных труб устанавливают ведущую трубу, имеющую в поперечнике квадратное сечение. Эта труба проходит через ротор, укрепленный над устьем скважины. Ротор передает вращение от двигателя к ведущей трубе и далее к бурильным трубам. Бурильный инструмент (долото), бурильные трубы и ведущая труба подвешены на крюке талевой системы, с помощью которой можно осуществлять его подъем и спуск. Для подъема и разъединения труб имеется вышка. Во время бурения газовой скважины колонну труб непрерывно опускают (осуществляют подачу бурильного инструмента). Насосом по бурильным трубам нагнетают промывочный раствор. Раствор проходит через специальные отверстия в долоте и направляется непосредственно на забой со скоростью 15–30 м/с [7].