

Глава VII

ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

7.1. БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

На территории края сосредоточены огромные запасы нефти и газа, что предопределяло значительные объемы глубокого бурения скважин на нефть и газ, особенно на новых неразведанных площадях (параметрические, поисковые и разведочные скважины). Основные работы выполняет геологическое предприятие ОАО «Енисейнефтегаз».

На 1.01.2000 г. в основных фондах ОАО «Енисейнефтегаз» числится 67 продуктивных скважин, в том числе в консервации 58 скважин, в пробной эксплуатации 9 скважин. 10 скважин находятся на территории Красноярского края и 57 – на территории Эвенкийского автономного округа.

Рост объемов бурения до 123 396 метров в 1988 г. сопровождался соответствующим увеличением численности работающих (свыше 9600 чел.), обустройством базовых посёлков и подбаз, строительством объектов промышленной инфраструктуры, созданием специализированных структурных подразделений (вышкомонтажной конторы, промыслово-геофизической экспедиции и др.). В дальнейшем, в связи с сокращением финансирования, объёмы буровых работ в крае начали резко падать, дойдя в 1994 г. до 808 метров. В последующие годы объёмы работ несколько выросли, но продолжают оставаться на достаточно низком уровне – 3434 метров в 1999 г. В соответствии с объёмами претерпела изменения и организационная структура предприятия. Были ликвидированы Хатангская, Игарская, Красногорская, Туринская, Ванаварская и Туруханская нефтегазоразведочные экспедиции, вышкомонтажная контора, ликвидированы две экспедиции (Тунгусская и Собинская) структурно-поискового бурения, Нижне-Енисейская нефтегазоразведочная экспедиция перешла под юрисдикцию Таймырского геологического комитета.

Бурение нефтегазопроисковых и параметрических скважин в крае сопряжено с целым рядом геологических осложнений, среди которых наиболее дорогостоящими по затратам, продолжительности во времени и тяжести последствий являются нефтегазопрооявления (НГВП) и фонтаны. За период с 1976 по 1985 гг. произошло 224 аварии, с 1985 по 1996 гг. произошло 200 аварий, с 1996 по 2000 гг. аварий нет. Анализ причин произошедших аварий показывает, что основными причинами их возникновения является человеческий фактор (95%) и геологический фактор (5%).

Основной причиной НГВП при бурении скважин на площадях края является вскрытие продуктивных (газовых, газоконденсатных, нефтеносных, водоносных) отложений при наличии в разрезе скважины поглощающих горизонтов, либо вскрытие зон катастрофического поглощения при вскрытых и необсаженных ранее продуктивных отложениях. В связи с низкой геологической изученностью района работ и тем, что поглощения часто приурочены к контактными зонам межпластовых, внутрипластовых и секущих интрузий, достоверность прогнозирования поглощений на стадии проектирования работ весьма низкая. Соответственно с этим возрастает вероятность НГВП в процессе бурения.

Открытый фонтан на скважине № 5 Юрубченской площади возник 22 декабря 1990 г. Во время бурения разведочной скважины произошло поглощение промывочной жидкости, при этом резкое снижение противодавления на пласт привело к выбросу газоконденсатной смеси. В последующем вышло из строя противовыбросовое оборудование, и фонтан стал неуправляемым. В процессе аварии не было допущено возгорания и удалось сохранить основное оборудование, но флоре и фауне был нанесен значительный ущерб, т. к. в сутки выливалось в реку более 20 м³ конденсата и выбрасывалось в атмосферу около 100 тыс. м³ газа. В течение 2-х месяцев велись работы по ликвидации открытого фонтана, нанеся предприятию значительный экономический ущерб.

Второй открытый фонтан с последующим возгоранием произошел в мае 1991 г. на скважине № 3 Агалеевской площади. Основной причиной открытого фонтана явилось несоответствие фактических условий бурения проектным. Предприятие не было готово к такому ходу событий, кроме того, несогласованность в действиях главных специалистов – главного инженера и главного геолога не позволило своевременно принять соответствующие меры безопасности. Был нанесен колоссальный ущерб окружающей среде и самому предприятию.

В процессе ликвидации НГВП на буровых предприятиях практически освоены «способ бурильщика», «метод ступенчатой задавки», «двухстадийный растянутый», «ожидания и утяжеления», «непрерывный», имеется опыт работы на равновесном давлении в системе «скважина–пласт». При ликвидации открытых фонтанов имеется практика ремонта обсадных колонн, ликвидации негерметичности обсадных и бурильных колонн в процессе НГВП, демонтажа устьевого и бурового оборудования взрывом, ремонта устья под давлением, демонтажа оборудования и работ на устье при пожаре фонтана, работы с применением разного рода натаскивателей, проводки наклонно-направленных скважин и других работ повышенной сложности при ликвидации НГВП и открытых фонтанов интенсивностью от «слабых» до «весьма мощных».

Помимо НГВП целый комплекс проблем при бурении скважин связан с геологическими осложнениями, основными из которых являются катастрофические поглощения бурового раствора, проходка долеритов (до 30% разреза) и соли в сочетании с зонами поглощения. Для предотвращения и ликвидации этих осложнений инженерно-технологической службой предприятия с учётом накопленного опыта и рекомендаций научно-исследовательских организаций разработан ряд нормативных документов, соблюдение которых обязательно для всех структурных подразделений, осуществляющих строительство скважин. Эти нормативные акты, а также вышедшие в 1993 г. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», составили основу системы стандартов предприятия «Комплексная система управления качеством геологоразведочных работ». Для комплексного решения вопросов охраны окружающей среды при производстве нефтегазопроисловых работ подразделениями предприятия используется стандарт предприятия СТП 9-21-001-90 «Технические условия на выполнение мероприятий по охране окружающей среды при ведении геологоразведочных работ».

К менее опасным работам в нефтегазовом комплексе относятся работы по добыче, подготовке и частичной переработке нефти. Три предприятия – ЗАО «Славнефть–Красноярскнефтефонтан», Юрубченское НГДУ ОАО «Востсибнефтегаз» и ООО «Таймура» – ведут пробную эксплуатацию нефтяных скважин, добывая в общей сложности около 100 тыс. т сырой нефти в год. Пункты сбора и подготовки нефти представляют потенциальную опасность, как взрывопожароопасный объект, для обслуживающего персонала, и как наиболее экологически опасное производство для водного бассейна. Около 30% нефти перерабатывается на малогабаритных установках.

Управление Енисейского округа Госгортехнадзора предпринимает меры по недопущению аварий на скважинах. На промысле Юрубченского НГДУ Восточно–

сибирской НГК за выявленные грубые нарушения вынесены предупреждения о начале процедуры приостановки действия лицензий, как на виды деятельности, так и на приостановку лицензии по недропользованию. За невыполнение лицензионных соглашений администрация Эвенкийского АО вышла с предложением в Министерство природных ресурсов о досрочном прекращении лицензии по недропользованию, выданной ВСНК. Ранее Управлением Енисейского округа ГТН выносилось предупреждение и приостановка действия лицензии на бурение нефтегазовых скважин ОАО «Енисейнефтегаз». Причиной послужило систематически необоснованные отказы предприятия от работ по ликвидации технически неисправных скважин на Собнинском газоконденсатном месторождении, оставшихся «бесхозными» после ликвидации нефтегазоразведочных экспедиций.

Контроль Управлением округа в нефтегазовой отрасли с целью поддержания безопасности на должном уровне осуществляется в следующих направлениях:

- контроль за фондом нефтегазовых скважин, капитальным ремонтом и ликвидацией скважин, выполнивших свое геологическое назначение;
- недопущение случаев ввода в эксплуатацию нефтяных месторождений без системы сбора и утилизации попутного газа;
- проведение работ по проверке основного технологического оборудования, отработавшего нормативные сроки эксплуатации;
- организация стимулирующего налогообложения нефтедобывающих предприятий, эксплуатирующих истощенные и трудноизвлекаемые запасы, а также применяющих методы повышения нефтеотдачи пластов;
- контроль за передачей недропользователям всех находящихся на лицензионных участках скважин, в том числе ранее пробуренных, находящихся в состоянии консервации и ликвидации.

7.2. БЕЗОПАСНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Эксплуатацию магистральных нефтепроводов (МН) на территории края ведет Красноярское районное нефтепроводное управление (КРНУ), являющегося структурным подразделением ОАО «Транссибирские магистральные нефтепроводы» (ОАО «Транссибнефть»). Предметом деятельности КРНУ являются: прием, хранение и перекачка по магистральным нефтепроводам нефти, эксплуатация, ремонт, техперевооружение и реконструкция магистрального нефтепровода со всеми относящимися к нему сооружениями, социально-бытовыми объектами и другими закрепленными основными фондами. Износ основных средств промышленно-производственной сферы составляет 68%.

В состав КРНУ входят нефтеперекачивающие станции (НПС): Ачинская ЛПДС (г. Ачинск), Кемчугская НПС (п. Можарский), Рыбинская ЛПДС (с. Рыбное), Пойменная НПС (с. Старая Пойма). КРНУ обслуживает два магистральных нефтепровода:

- «Омск–Иркутск» диаметром 720 мм. Общая протяженность участка нефтепровода по трассе – 511,3 км и отвод на Ачинский НПЗ – 15,4 км, годы постройки – 1959–1964, год пуска в эксплуатацию – 1961 (до г. Уяра) и 1964 г.

- «Анжеро–Судженск–Красноярск–Иркутск» диаметром 1020 мм. Общая протяженность участка нефтепровода по трассе 510,656 км. Годы строительства и ввода в эксплуатацию – 1971–1983 (лупингами).

Магистральные нефтепроводы относятся к потенциально опасным объектам. В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» к опасным производственным объектам применительно к Красноярскому РНУ относятся цеха и площадки для хранения транспортируемого горючего

вещества, линейная часть магистральных нефтепроводов и площадочные сооружения НПС (резервуарные парки и технологические нефтепроводы площадочных сооружений), которые обеспечивают транспортировку и хранение горючей жидкости – нефти товарной.

За весь период эксплуатации на магистральном трубопроводе Д 720 мм произошло 15 аварий, на трубопроводе Д 1020 мм – 2. На основании многолетнего опыта эксплуатации и анализа аварий и повреждений, происшедших на магистральных и технологических трубопроводах, выявлено, что основными причинами их возникновения являются:

- брак строительно-монтажных работ при монтаже трубопровода (41,4%);
- механические повреждения при производстве работ вблизи трубопровода (29,4%);
- дефекты материалов и оборудования, допущенные заводом-изготовителем (17,6%);
- ошибки эксплуатационного персонала (5,8%);
- коррозия (5,8%).

Основными факторами, представляющими опасность при авариях на линейной части нефтепроводов являются:

- растекание нефти и загрязнение территории, грунта, поверхностных и подземных вод;
- загрязнение атмосферного воздуха парами нефти и продуктами сгорания (в случае пожара);
- термическое воздействие при пожарах;
- токсическое воздействие вредных веществ (паров нефти, продуктов сгорания и т. п.)

Согласно «Порядка уведомления и представления территориальным органам Госгортехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и опасных жидкостей» (РД–08–204–98) аварией считается событие, связанное с внезапным выливом или истечением опасной жидкости в результате полного разрушения или частичного повреждения трубопровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемое одним или несколькими из следующих событий:

- смертельный травматизм или травмирование с потерей трудоспособности;
- воспламенение опасной жидкости или взрыв ее паров;
- загрязнение любого водостока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- образование утечки объемом более 10 м³, а для легкоиспаряющихся жидкостей – более 1 м³ в сутки.

На *рис. 7.1* приведена схема развития вероятных сценариев аварий на линейной части магистральных нефтепроводов. Все нефтеперекачивающие станции КРНУ, согласно выполненным расчетам, относятся к предприятиям IV класса опасности. В соответствии с «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу» для этих объектов нормативы ПДВ устанавливаются на уровне фактических выбросов, а размер санитарно-защитной зоны в соответствии с СН 245–71 составляет 300 м.

С целью исключения разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов нефти на стадии проектирования и строительства линейной части магистральных нефтепроводов заложены следующие технические решения:

1. Марки стали и толщина стенок оборудования и труб определены из условия обеспечения прочности и устойчивости их при рабочем избыточном давлении.

2. Соединение труб магистральных нефтепроводов, запорно-регулирующей арматуры выполнены сваркой.

3. В местах примыкания линейной части трубопроводов к технологическим трубопроводам установлены компенсаторы продольных перемещений от воздействия внутреннего давления и температурных напряжений трубопроводов.

4. Перед приемкой в эксплуатацию магистральные нефтепроводы, работающие под

давлением, испытываются на прочность давлением равным 1,25 P_{раб} и герметичность давлением равным 1,1 P_{раб}.

5. Для защиты от коррозионного воздействия грунтов на линейной части магистральных нефтепроводов предусмотрена катодная и протекторная защита.

В процессе эксплуатации защита магистральных нефтепроводов от разгерметизации и предупреждение аварийного выхода нефти обеспечивается выполнением следующих мероприятий:

- своевременное определение технического состояния (по результатам обследования и диагностики);

- выполнение необходимых видов и объемов технического обслуживания, ремонта и реконструкции;

- создание необходимого потенциала электрохимзащиты от коррозионного воздействия грунтов, атмосферного воздуха и блуждающих токов.

Техническое обследование выполняется в два этапа. На первом этапе проводится визуальный контроль доступного для наблюдения оборудования в соответствии разработанными планами-графиками, а на втором – приборное обследование, включающее внутритрубную диагностику и диагностику изоляционного покрытия трубопроводов. В соответствии с техническим состоянием и выявленными при контроле и диагностике дефектами определяются технологические параметры работы трубопроводов и установленного на них оборудования до выполнения его ремонта или замены: например, устанавливается предельно допустимое рабочее давление в оборудовании и трубопроводе.

Для уменьшения возможных стоков нефти при авариях на линейной части магистральных нефтепроводов с интервалом 10–30 км, в зависимости от рельефа местности, установлены отсекающие задвижки. На наиболее опасных участках – переходах через естественные и искусственные преграды (водные переходы, переходы через железнодорожные магистрали и т. п.) – задвижки установлены с обеих сторон этих преград. По трассе нефтепроводов в местах угрозы затопления населенных пунктов, автомобильных и железных дорог, загрязнения рек в случае повреждения трубопровода устроены защитные сооружения в виде обвалования, нефтесборных траншей и котлованов. Для предотвращения разлива нефти на местности в случае нарушения герметичности резервуаров или их переливов по периметру каждой группы резервуаров предусмотрено замкнутое земляное обвалование. Внутренний объем каре определен исходя из максимально возможного объема разлива нефти из одного резервуара группы. Обвалование и дно каре выполнены из нефилтрующих грунтов.

В целях раннего обнаружения выхода нефти на стационарных объектах смонтированы приборы контроля загазованности магистральной и подпорной насосных станций, которые обеспечивают непрерывный контроль за появлением паров нефти в насосных. При срабатывании приборов загазованности происходит отключение магистральных и подпорных агрегатов, перекрытие общестанционных задвижек, срабатывает световая и звуковая сигнализации. Смонтированы также приборы контроля затопления. Эти приборы обеспечивают контроль за выходом нефти в магистральной и подпорной насосных, при срабатывании приборов затопления отключаются работающие агрегаты, срабатывает световая и звуковая сигнализации.

Для ликвидации аварий на площадочных сооружениях и на закрепленных за НПС участках линейной части магистральных нефтепроводов созданы штатные аварийно-восстановительные пункты (АВП). Они укомплектованы персоналом в соответствии со штатным расписанием и оснащены техникой и оборудованием для производства аварийно-восстановительных работ в соответствии с «Нормативом-табелем технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефтепроводов» (РД 39–025–90). Аварийно-восстановительные пункты расположены на Ачинской ЛПДС (г. Ачинск),

Кемчугской НПС (п. Можарский), СППА (г. Красноярск), Рыбинской ЛПДС (с. Рыбное), Пойменской НПС (с. Старая Пойма). В состав сил и средств АВП нефтепроводного управления входят транспортные средства высокой проходимости, средства для производства грузоподъемных операций, для производства земляных работ, для водоотлива и обратной закачки нефти в трубопровод, средства для производства электросварочных работ, для освещения и другие, позволяющие производить весь комплекс аварийно-восстановительных работ при ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах. Кроме этого каждая нефтеперекачивающая станция имеет ведомственную военизированную пожарную часть.

Для каждого объекта и участка трассы магистральных нефтепроводов разрабатываются «Планы ликвидации возможных аварий», определяющие обязанности и порядок действия ответственных должностных лиц и персонала аварийных служб, позволяющие более оперативно и организованно принять экстренные меры по восстановлению трубопровода, обеспечению безопасности соседних объектов, защите окружающей среды и тем самым значительно уменьшить последствия аварии.

7.3. БЕЗОПАСНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЙ ХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

В составе химического комплекса Красноярского края 123 предприятий, имеющих 1680 объектов повышенной опасности. Наиболее крупные из них ОАО «Ачинский НПЗ ВНК», ОАО «Сивинит», ОАО «Красноярский завод синтетического каучука», ПО «Красноярский химический комбинат «Енисей», биохимические заводы Красноярский, Канский, ОАО «Красфарма», ОАО «Красноярский целлюлозно-бумажный комбинат», ОАО «Красноярский шинный завод», ОАО «Лесосибирский канифольно-экстракционный завод».

Наибольшую потенциальную опасность из них представляют заводы нефтеперерабатывающий и по производству синтетического каучука. Эксплуатируемые здесь технологические блоки относятся, в основном, к I категории взрывоопасности. Среди веществ, участвующих в технологических процессах – нефть сырая, бензин, керосин, дизтопливо, водород, кислород, битумы, пропан, бутан, хлор, нитрил акриловой кислоты, бутадиен, аммиак.

В технологических блоках II–III категории взрывоопасности, входящих в состав технологических систем, на остальных предприятиях, обращаются вещества – сероуглерод, сера, серная кислота, аммиак, кислород, азот, этилацетат, толуол, олифа, сиккатив, уайт-спирит, спирт этиловый, фурфурол, дрожжевая пыль, бутил ацетат, бутанол, скипидар, ксилол, циклогексанон, тетрагидрофуран и др. Данные вещества обладают не только взрывопожароопасными свойствами, но и являются высокоопасными с точки зрения токсичности, среди них: хлор, нитрил акриловой кислоты, толуол (II кл. опасности).

Помимо загрязнения атмосферного воздуха и природной окружающей среды промышленными выбросами в процессе эксплуатации химических производств, угроза техногенной безопасности возрастает в случае возникновения аварийных ситуаций, связанных с разгерметизацией технологических систем и массовыми неконтролируемыми выбросами опасных веществ в атмосферу.

Анализ аварий и инцидентов, происшедших за последние десять лет подтверждает, что наибольшую опасность для техносферы представляют опасные производственные объекты, в составе которых блоки I категории взрывоопасности и обращаются вещества I–II класса опасности.

В ноябре 1990 г. на Красноярском заводе синтетического каучука произошла авария с групповым несчастным случаем. В результате разгерметизации крышки вентиля на всасывающей линии насоса, перекачивающего сжиженный газ бутадиен, произошел выброс взрывопожароопасных продуктов в помещение насосной с последующей загазованностью помещения насосной и прилегающей территории. При этом парогазовая смесь проникла в помещение управления и распределительного устройства через систему приточной вентиляции, в которых создалась взрывоопасная концентрация газо-воздушной смеси. Электрооборудование нормального исполнения в помещении управления послужило источником инициирования взрыва, при этом погибли четыре человека, разрушились помещения управления и цеха.

Многочисленные аммиачно-холодильные установки (АХУ) в составе мясоперерабатывающих и молочных заводов, плодоовощных баз также являются источниками потенциальной взрывопожароопасности и токсичности хладагента – аммиака. Всего на территории региона поднадзорными Управлению Енисейского округа ГГТН находятся 37 аммиачно-холодильных установок с количеством аммиака в системах более 1 тонны. Техническое состояние АХУ в подавляющем большинстве случаев до взятия под надзор не отвечало требованиям безопасности, их эксплуатировали с грубыми нарушениями норм и правил безопасности. Многочисленные случаи аварийных ситуаций послужили основанием для принятия решения Госгортехнадзором России о взятии аммиачных холодильных установок под надзор. В соответствии с приказом, установки находятся на контроле с 1995 г. Уже на стадии проектирования, изготовления и монтажа оборудования АХУ в 60–80 годах были заложены скрытые дефекты; в то время контроль со стороны государственных надзорных органов отсутствовал.

Так, при аварийной разгерметизации трубопровода жидкого аммиака в июне 1998 г. на торговой базе «Норильскторг» (ныне ООО «1998») в г. Красноярске произошло загазованность территорий. Благодаря квалифицированным действиям персонала авария была быстро локализована, никто не пострадал. При расследовании причин разгерметизации аммиакопровода обнаружилось нарушение, допущенные при монтаже: некачественная сварка, недостаточная прочность опорных конструкций аммиакопроводов, нарушение изоляции.

Наиболее распространенные причины аварий и неполадок на АХУ, и их доля среди общего числа аварий и инцидентов указаны в *табл. 7.1*. Значительная изношенность основных производственных фондов большинства предприятий химического комплекса и аммиачных холодильных установок (в среднем 70–75%) может сама по себе стать причиной аварий и катастроф. На сегодняшний день среди предприятий химического комплекса лишь ОАО АНПЗ «ВНК» и производство магнитных носителей ПО «ЭХЗ» г. Зеленогорска относятся к достаточно новым предприятиям (семнадцать лет и три года соответственно). Среди АХУ технически наиболее безопасной является установка ООО «Фабрика мороженого «Крайс», смонтированная в 1999 г. на базе оборудования фирмы «SABROIE» (Дания).

При таком положении дел декларирование безопасности опасных производственных объектов, предусмотренное Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», позволяет прогнозировать риск аварий и осуществлять контроль безопасности опасных производственных объектов. К декларируемым относятся объекты, у которых количество опасного вещества на промплощадке превышает пороговые значения, установленные Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», а также, расположенные в селитебных зонах городов. Декларирование осуществляется в соответствии с утвержденными Госгортехнадзором графиками. В настоящее время разработаны декларации безопасности хлорпотребляющими предприятиями: МПП «Водоканал» г. Красноярска; МУП ВКХ г. Канска; МПЭ и ТС г.

Зеленогорска; ООО «Конвектор» г. Минусинска; МП «Водоканал» г. Абакана, а также предприятиями основной химии: ОАО «АНПЗ ВНК», ОАО «Красноярский завод СК», ОАО «Сивинит».

Опыт эксплуатации опасных производственных объектов показывает, что их безопасность обеспечивается обязательным и одновременным соблюдением следующих условий:

1. Опасный производственный объект должен быть технически исправным и соответствовать требованиям нормативных документов.

2. Технологические процессы должны проводиться в соответствии с утвержденными регламентами.

3. Квалификация обслуживающего персонала должна соответствовать категории опасности объекта.

При невыполнении одного из трех перечисленных условий, аварии на объекте неизбежны, а его безопасность не обеспечена. Механизм лицензирования деятельности, связанной с проектированием, монтажом, пусконаладочными работами, эксплуатацией, разработкой технологических регламентов для опасных производственных объектов и т. д. позволяет обеспечивать соответствующий уровень безопасности указанных объектов. Регулирование промышленной безопасности осуществляется за счет контроля выполнения мероприятий по приведению объектов к требованиям действующих норм и правил безопасности в согласованные с Управлением округа сроки. Реализация этих мероприятий является основным условием действия лицензии. В процессе их выполнения восстанавливается технологическая и проектная документация; паспорта на оборудование; акты приемки оборудования после монтажа; проводится техническое диагностирование оборудования, отработавшего нормативный срок, с целью определения остаточного ресурса, монтируются системы противоаварийной защиты и т. д. Например, на ОАО «Красфарма» выводятся из эксплуатации, забракованные по результатам технического диагностирования, аппараты осаждения декстрана; в ОАО «Сивинит» спроектирована система автоматического управления цеха регенерации сероуглерода и т. д.

Вторым обязательным условием обеспечения безопасности является соответствующая квалификация персонала. Около 60% производственных инцидентов происходят по вине обслуживающего персонала, из-за неправильных или несвоевременных его действий, как при ведении технологического процесса, так и при возникновении аварийной ситуации. Аттестация специалистов опасных производственных объектов химического комплекса осуществляется на базе центра дополнительного образования СибГТУ. С 1999 г. здесь было обучено и аттестовано региональной аттестационной комиссией ИТР – 775 чел. и рабочих – 249 чел.

Для предприятий химического комплекса характерно образование специфических отходов и стоков, содержащих такие вещества, как фенолы, формальдегид, отходы производств химических волокон и нитей, отходы с органическими соединениями, металлосодержащие шламы (среди которых цинк), лигнин, отходы нефтепродуктов, шламы и стоки целлюлозно-бумажных и гидролизных производств, сульфатные и кислые стоки и т.д. Практически все отходы предприятий химического комплекса классифицируются как отходы I–IV классов опасности. Некоторые из них, кроме того, обладают пожароопасными свойствами. Лишь небольшая часть отходов перерабатывается, основная же масса подлежит захоронению или складированию и хранению в шламонакопителях.

Обеспечение безопасной эксплуатации хранилищ отходов является одной из приоритетных задач. Опасность, возникающая при эксплуатации шламонакопителей обусловлена не только степенью токсичности (опасности) отходов, но и тем, что в их состав входят различные гидротехнические сооружения (ГТС): ограждающие дамбы, пруды техногенных вод, дренажные и противодиффузионные конструкции, водосбросные

сооружения, пульповоды, водоводы, насосные станции и т. д. Гидродинамические аварии на таких сооружениях, особенно связанные с разрушением ограждающих дамб (плотин), могут сопровождаться разрушениями зданий и затоплением территорий, попадающих в опасную зону, гибелью людей и загрязнением окружающей среды. Нанесение ущерба окружающей природной среде может возникать и в процессе эксплуатации хранилищ отходов, в результате фильтрационных и инфильтрационных утечек техногенных вод.

В этой связи гидротехнические сооружения предприятий химической промышленности наряду с другими ГТС были переданы под надзор Госгортехнадзору России постановлением Правительства РФ № 1320 от 16.10.97 г. Это позволяет осуществлять постоянный государственный надзор за безопасностью гидротехнических сооружений путем экспертизы их технического состояния с разработкой первоочередных противоаварийных мероприятий, а также внедрением и реализацией системы мониторинга безопасности ГТС с учетом конкретных природно-технических условий.

Хранилища отходов на предприятиях химического комплекса ОАО «Сивинит», ОАО «Сибволокно», ОАО «АНПЗ ВНК», ОАО «Красноярский ЦБК» построены в 70–80 годы, в период интенсивного развития химической промышленности. За истекшие годы эксплуатации накоплено значительное количество отходов. Из 6-ти имеющихся шламонакопителей на ОАО «Красноярский ЦБК» и ОАО «Сивинит» по 3 шламонакопителя заполнены шламом до максимального уровня. Сооружение новых из-за экономических трудностей не производилось. Фактическое отсутствие ведомственного контроля и сложная экономическая ситуация не позволяют предприятиям самостоятельно обеспечивать необходимую безопасность существующих хранилищ отходов. Остроту проблемы несколько смягчает снижение объемов производства и, как следствие, уменьшение количества образующихся отходов. В условиях эксплуатации хранилищ с существующим уровнем безопасности при стабилизации и росте объемов производства риск возникновения техногенных аварий и катастроф существенно возрастает.

Острой является проблема безопасной эксплуатации оборудования резервуарного парка нефтебаз, построенных в 1930–60-е годы и сегодня находящиеся среди жилых массивов населенных пунктов. Перенос некоторых нефтебаз из городской черты планировался еще в 1950–60-х годах. Однако по настоящее время они находятся на прежнем месте. В связи со старением резервуарного парка и, имевшей место ранее, низкой культурой производства, под большинством нефтебаз имеются так называемые «нефтяные линзы». Их происхождение связано с аварийными проливами нефти и нефтепродуктов, негерметичностью резервуарного парка и технологических трубопроводов. Для обеспечения безопасной эксплуатации нефтебаз необходимо планомерно провести следующие работы:

- вывести из эксплуатации отработавшие свой срок резервуары, заменив их на новые с двойным днищем и обечайкой;
- установить двойные днища при капитальном ремонте эксплуатируемых резервуаров;
- привести в соответствие требованиям Госгортехнадзора РФ технологические трубопроводы нефтебаз;
- удалить нефтяные линзы;
- рекультивировать нефтезагрязненные грунты.

Внутри населенных пунктов значительное воздействие на экологию и безопасность в целом оказывают автомобильные заправочные станции (АЗС). Отсутствие единой нормативно-правовой и технической политики в размещении АЗС на территории городов края привело к тому, что стихийное размещение их в городах без учета транспортных потоков, наличия магистральных развязок и специально подготовленной дорожной сети и других социально-экономических и бытовых факторов обусловило скопление ряда АЗС в жилых районах.

7.4. БЕЗОПАСНОСТЬ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

Массовая газификация в Красноярском крае была проведена в 1963–1975 гг. В настоящее время система газового хозяйства характеризуется следующими показателями:

- объем используемого газа в крае	- 26543 т/год;
- газифицировано квартир	- 341152;
- газифицировано населенных пунктов	- 617;
а) городов	- 16;
б) поселков городского типа	- 20;
в) сельских населенных пунктов	- 581;
- уровень газификации по краю	- 43,3%;
а) в городах и поселках городского типа	- 34,5%;
б) в сельской местности	- 65,5%.

В системе предприятия «Красноярсккрайгаз» пять филиалов, включающих 43 газовых участка. Основными производственными объектами являются 3 газонаполнительные станции (ГНС) – Красноярская (ввод в эксплуатацию – 1963 г.), Канская (1986 г.) и Ужурская (1983 г.) – и газонаполнительные пункты (ГНП). Хранение сжиженного углеводородного газа (СУГ) осуществляется в емкостях объемом 50 м³ (60 единиц) и 100 м³ (10 ед.). Износ основных фондов «Красноярсккрайгаз» составляет 53%. Основными источниками опасности при эксплуатации объектов и оборудования газового хозяйства являются:

- стационарные сосуды для хранения СУГ;
- трубопроводы, технологическое оборудование, газопотребляющие установки СУГ;
- железнодорожные и автомобильные цистерны СУГ, газобаллонные автомобили;
- бытовые баллоны для хранения СУГ.

Распределение объектов «Красноярсккрайгаз» по категории опасности в зависимости от количества хранящегося на них сжиженного углеводородного газа показано в **табл. 7.2**. В процессе эксплуатации систем газоснабжения ведется постоянный контроль аварийных заявок, поступающих от населения, что позволяет получать объективную картину аварийности (**табл. 7.3**). Снижение уровня аварийности в период с 1994 г. обеспечено за счет внедрения ряда технических и организационных мероприятий:

- внедрение системы входного контроля и предпродажной подготовки газового оборудования;
- ужесточение контроля за доставкой баллонов потребителю и работой линейных бригад;
- компьютеризация системы учета и анализа аварийности заявок;
- повышение квалификации работников.

Серьезные аварии с причинением материального ущерба и гибелью людей носят случайный характер и колеблются от 0 до 3 аварий в год по краю. Аварии связаны с нарушением правил пользования газом абонентами, либо с нелегальным использованием газа жителями края без регистрации в газовом хозяйстве. Общероссийская статистика аварий в газовом хозяйстве (**табл. 7.4**) подтверждает относительную случайность возникновения аварий, обусловленную износом оборудования, отсутствием автоматических систем безопасности, низким уровнем организации работ и подготовки обслуживающего персонала. Снижение числа аварий I категории (повреждение оборудования, разрушение зданий и остановка производства) и II категории (повреждение оборудования) связано с общим снижением объемов производства и остановкой объектов. Увеличение травматизма обусловлено снижением трудовой дисциплины.

Предотвращение аварий в газовом хозяйстве региона определяется возможностями инвестиционных вложений на переоснащение и реконструкцию производственных объектов. Необходима реализация ежегодных программ замены газовых плит на новые, т. к. более 16%

плит, находящихся в использовании у населения, отработали свыше 25 лет, морально устарели и не имеют элементарной автоматики безопасности. С другой стороны, необходимо обеспечить внедрение дистанционных систем контроля безопасности с применением систем автоматического отключения подачи газа при возникновении аварийной ситуации. Важнейшим рычагом влияния, обеспечивающим снижение аварийности особо опасных производственных объектов, является страхование ответственности их владельцев за причинение вреда третьим лицам при возникновении аварий.