

Российская академия наук. Сибирское отделение
Государственная публичная научно-техническая библиотека
Дальневосточный государственный технический университет

Серия "Экология"

Издается с 1989 г.

Выпуск 29

А.И. Глушков, Б.И. Кондырев

**ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ**

Аналитический обзор

Новосибирск, 1993

ББК ИЗ10.47-642

Глушков А.И., Кондырев Б.И. Охрана окружающей среды при подземной газификации угля = Environment protection at coal deposits exploiting: Аналит. обзор / ГПНТБ СО РАН, Дальневост. политехн. ин-т. - Новосибирск, 1993. – 129 с. (Сер. Экология. Вып. 29).

Рассмотрены экологические проблемы и подходы к созданию приемлемых систем природопользования. Проанализированы проблемы энергетики в современных условиях дефицита энергоносителей. Представлена картина экологического воздействия на окружающую среду традиционных технологий угледобычи и выявлены основные факторы антропогенного воздействия. Дана подробная картина развития подземной газификации угля в стране и за рубежом, охарактеризованы преимущества и недостатки скважинной технологии. Выявлены основные источники загрязнения окружающей среды, технологии подземной газификации угля (ПГУ) и приведены рекомендации по устранению вредного воздействия ПГУ. Сделана эколого-экономическая оценка природоохранных мероприятий.

Научный редактор д.т.н. В.И. Коротков

Обзор подготовлен к печати к.п.н. О.Л. Лаврик
Н.И. Коноваловой

ISBN 5-7623-0761-1

© Государственная публичная научно-техническая библиотека
Сибирского отделения Российской академии наук
(ГПНТБ СО РАН), 1993

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение постоянно возрастающих потребностей общества в энергетических ресурсах является ключевой проблемой развития экономики всех стран мира. На данном этапе для улучшения условий жизни и труда человека, развития промышленности и транспорта, роста объемов производства на основе научно-технического прогресса требуется непрерывное увеличение использования энергии.

Основным источником энергии и химического сырья в XIX и начале XX в. был уголь. В этот период началось развитие крупной химической промышленности. Из угля научились извлекать красители, ароматические углеводороды, было создано производство фармацевтических препаратов, получен аммиак, стал развиваться рынок других химических продуктов. В 1923 г. синтезирован метанол, а с помощью каталитической гидрогенизации углей под давлением - разнообразные топлива - котельные, моторные, авиационный бензин. Установки, сооруженные в Германии в 1940 г., имели производительность по жидкому топливу почти 4 млн т в год [1].

Начиная с середины 30-х годов в Советском Союзе и за рубежом обнаружены и разведаны богатые месторождения нефти. К концу 1938 г. в районе Волго-Урала было обнаружено 12 нефтяных месторождений. Это позволило принять решение о создании между Волгой и Уралом мощной нефтяной базы страны - второго Баку [2].

С 1940 по 1970 г. количество разведанных запасов нефти и газа в мире быстро росло. В начале 60-х годов в нашей стране выявлена крупнейшая Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, названная на Западе открытием века. В то же время мировая экономика характеризуется интенсивным ростом энергоемких отраслей, широкой электрификацией производственных процессов, сферы обслуживания и сбыта при избыточном предложении на мировом рынке дешевой нефти. Происходят структурные изменения в потреблении энергоносителей и в середине 60-х годов в мировом топливно-энергетическом балансе доля нефти превысила долю угля. В Советском Союзе к концу 70-х годов доля угля соответственно уменьшилась до 20 - 27% (против 65 - 70% в первые послевоенные годы) [3].

Такие потребительские свойства, как большая теплота сгорания, отсутствие балласта, хорошая транспортабельность, возможность быстрого наращивания объема производства, получение жидких топлив и химического сырья с меньшими затратами, чем при использовании угля, позволили нефти и газу занять приоритетное место в мировом топливно-энергетическом балансе. Это привело к значительному росту потребления эффективных энергоносителей, особенно в промышленно развитых капиталистических странах и как следствие - к быстрому истощению и отработке ряда месторождений нефти и газа. Для поддержания уровня добычи в эксплуатацию вовлекаются нефтяные месторождения на больших глубинах, в морях и океанах, в отдаленных необжитых районах. Это резко удорожает добычу и приводит к выводу, что период дешевой нефти безвозвратно ушел в прошлое.

Значительное увеличение цен на нефть, газ, а затем на нефтепродукты, острая нехватка топлива во многих странах мира привели к энергетическому кризису 1973/74 г. Эта проблема стала одним из определяющих факторов международной жизни и заставила специалистов подсчитать эффективные энергоресурсы как отдельных стран, так и мира в целом. Результаты подсчета позволили сделать вывод, что нет оснований для ожидания в ближайшие годы "нефтяного кризиса". Хотя очевидно, что нет оснований и для бездумного расточительства нефти и газа - сегодняшнего источника энергии и завтрашнего ценнейшего химического сырья [4].

Установлено, что запасы угля превосходят запасы нефти и природного газа не менее, чем в 10 раз [1]. В же время развитие современного общества характеризуется возрастающими темпами энергопотребления. Так, в начале века оно не превышало 1 млрд т у.т. в год, в 1950 - равнялось 2,5 млрд т у.т. [4], в 1980 - 10 млрд т у.т. ожидаемое в 2000 - 18,1 млрд т у. т. и в 2020 - 29,9 млрд т у.т. [5]. В среднем за 40-летний период (1950 - 1990 гг.) прирост мирового потребления энергии составил 4,5% в год [4, 5], по прогнозам [5] такой прирост сохранится до 2020 г.

Рост стоимости нефти и газа и интенсивное истощение наиболее богатых месторождений привели к возрастанию доли угля (1979 г. 27%, ожидаемое в 2000 г. 31,3%) [5] в топливно-энергетическом балансе мира, а также увеличению объема исследовательских работ по получению из угля жидкого и газообразного топлива. Предполагается, что ресурсы природного газа уменьшаются одновременно с нефтяными, рассчитывать можно будет только на каменный и бурый угли, запасов которых хватит на несколько столетий [1]. Основываясь на изложенном, в период 1990 - 1995 - 2000 гг. следует ожидать нового значительного увеличения доли угля в топливно-энергетическом балансе.

Все приведенное выше справедливо и в отношении развития топливно-энергетического комплекса Советского Союза. Расчеты показывают, что уже через 10 лет средние приведенные затраты на добычу 1 т у.т. нефти будут выше аналогичных затрат на 1 т у.т. угля [1].

Угольная промышленность - важнейшая отрасль народного хозяйства. Основные направления использования угля в стране - энергетическое и технологическое. В настоящее время электростанции потребляют около 44% угля, металлургия - около 26%, коммунально-бытовое хозяйство - 17%, стройиндустрия и сельское хозяйство - 13%. Предусматривается довести добычу угля в 2000 г. до 1055 млн т, а в 2005 - до 1174 млн т [6].

Добыча угля и продуктов его переработки осуществляется с использованием четырех основных технологических направлений: подземной механической, подземной гидравлической, открытой добычи и подземной газификации.

Развитие угольной промышленности при общей неблагоприятной экологической обстановке поставило проблему охраны природы и рационального использования запасов полезных ископаемых, а также приоритетного развития тех технологий, которые могут исключить неблагоприятное воздействие на окружающую среду.

При интенсивной отработке шахт и разрезов угольных месторождений одной из прогрессивных технологий является подземная газификация угля. Запасы угля для применения этой технологии огромны. Газ подземной газификации может быть использован либо как источник химического сырья, либо в качестве топлива. Общеизвестно, что подземная газификация потенциально характеризуется значительно меньшим воздействием на окружающую нас природу.

В предлагаемой работе выявлены основные факторы влияния подземной газификации угля на окружающую среду, а также рассмотрены основные направления в технологической цепи, снижающие вредное экологическое воздействие.

Глава 1

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И ПОДХОДЫ К СОЗДАНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ПРИЕМЛЕМЫХ СИСТЕМ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

Масштабы производственной деятельности человека на планете постоянно возрастают. Только переработка и потребление минеральных ресурсов достигают астрономических величин. В результате технологических процессов большое количество вредных веществ попадает в атмосферу, гидросферу и литосферу.

Воздух интенсивно загрязняется оксидами серы, азота, сероводородом, пылью, в том числе и радиоактивной, в околоземном пространстве идет процесс накопления диоксида углерода с грядущими негативными последствиями "парникового эффекта". Для нужд промышленности ежегодно изымаются миллиарды тонн кислорода, вследствие чего его содержание в атмосфере снижается.

Развитие цивилизации тесно связано с непрерывным ростом водопотребления и, как следствие, значительным увеличением сброса сточных вод. В результате выбросов неочищенных стоков загрязняются озера, реки, моря и океаны. Большинство водоемов превратились в "мертвые", где существование живых организмов невозможно. Положение усугубляется способностью поверхностных и подземных водотоков переносить вредные вещества на большие расстояния, вследствие чего загрязнение биосферы возрастает. Возникают трудности питьевого водоснабжения городов и поселков, так как ресурсы чистой воды питьевых источников снижаются. Все воды планеты, включая и межпластовые артезианские, имеют примеси антропогенного характера. Обладая громадными ресурсами, больше половины населения мира не имеют надежных источников питьевой воды.

В текущее время постоянно возрастает интенсивная разработка недр, которые являются источником основного объема полезных ископаемых. В процессе горных работ перемещаются и извлекаются миллиарды тонн вскрышных пород и полезного продукта, изменяются ландшафты целых регионов, разрушаются и загрязняются недра на большой площади и глубине. Подземные отработки ведутся на глубине более 4 км, а буровые снаряды достигли отметок 12 км. Подземные выработки стали использовать также для долговременного хранения высокотоксичных веществ химической и радиоактивных отходов атомной промышленности. Если в начале развития цивилизации природа успевала восполнять наносимый ей урон, то в настоящее время он значительно превышает возможности самовосстановления.

В общий объем загрязняющих веществ, поступающих в окружающую среду, значительную часть вносят энергетика и горно-добывающая промышленность.

1.1. Экология и технология

Энергетический кризис, разразившийся в мире в 1973/74 г., при внимательном анализе оказывается одной из составляющих причин кризиса суммы технологий цивилизации в целом, которые проявляются как следствие взаимодействия естественных и искусственных факторов на определенном отрезке пространственно-временного континуума.

Осмысление экологических кризисов и катастроф, имеющих место в прошлом и настоящем, все убедительнее свидетельствует о том, что они являются неизбежным следствием исторически возникшей и эволюционирующей цивилизации.

Основой промышленного развития мирового общества служит разработка технологий с целью получения полезного для человека продукта. Любой технологический процесс требует соответствующего ресурса, сырья либо промежуточного продукта. Для получения конечного продукта ресурс (сырье) проходит необходимые стадии передела. Все этапы (извлечение ресурса, передел, использование полезного продукта) сопровождаются негативными экологическими эффектами, которые либо непосредственно, либо косвенно отрицательно воздействуют на природную среду, как экологическую нишу *Homo sapiens*, на человека, а также на пространственно-материальные и природные ресурсы, необходимые для его деятельности.

На **рис. 1.1** показана принципиальная схема процессов и побочных эффектов, сопровождающих реализацию технологий получения продукта, который, проходя стадию использования, становится отходом, возвращаемым в природную среду.

Как видно, экологические проблемы (ресурсная и загрязнение природной среды) генетически присущи нашей цивилизации и трагично то, что чем эффективнее работает система либо ее искусственная подсистема, тем быстрее она движется к экологической катастрофе. Очевидно, что радикальным решением экологических проблем может быть только исключение генетических пороков нашей цивилизации, что является задачей технологической, а культурологической. То есть человечество должно создать новую цивилизацию на принципиально иных (никому пока не известных) парадигмах. Титанические усилия в этом направлении необходимо приложить не одному поколению живущих на земле, чтобы выйти из эволюционного тупика развития цивилизации, в котором человека как вида ожидает деградация и смерть.

По прогнозам Римского клуба, сделанным в 70-е годы, которые подтверждены исследованиями институтов Карла Сагана и Н.Н. Моисеева, человечеству отпущено не более 2-3 десятилетий, по истечении которых произойдет глобальная экологическая катастрофа.

Четверть века, а может быть и меньше - вот сколько осталось нам на то, чтобы одуматься, затормозить на краю пропасти, утверждает эксперт ООН по вопросам окружающей среды, доктор экономических наук Михаил Лемешев. Нынешнее состояние окружающей среды - размышляет ученый - таит в себе такую же опасность для человечества, как и ядерная война. Разница лишь в одном - экологические проблемы более коварны.

Человечество продолжает тешить себя надеждой, что сумеет остановиться в разрушении окружающего нас мира, когда приблизится вплотную к экологической гибели. Опасное заблуждение. Будет поздно. В том-то все коварство проблемы. В гонке вооружений можно дойти до роковой черты и повернуть назад. В отношениях с природой такого не дано. Мы еще не успеем дойти до края, а обратного пути уже не будет. Образно говоря, мы вызываем оползень, который и сбросит нас в пропасть. Процесс разрушения биосферы станет необратимым, примет лавинообразный характер. И как бы нам тогда не захотелось повернуть назад, какие бы усилия мы не предпринимали - все окажется бесполезным.

Итак, перед человечеством однозначно стоит проблема выживания. Она по-новому определяет цели, задачи, пути и средства развития. Становится понятным, что решение проблемы в целом состоит из двух этапов. Первый этап выживания необходим для выигрыша времени, которое должно быть использовано на поиск радикального выхода из тупика. Это этап превентивных мер, сущность и реализация которых не выходит за рамки культуры цивилизации.

Поскольку наша цивилизация в принципе не свободна от экологических негативов, то основным требованием к принимаемым решениям должна стать минимизация вредного воздействия до уровней, которые не выводят природную систему из динамического равновесия, с одной стороны, и требуют для достижения народнохозяйственных и социальных целей меньше природных ресурсов.

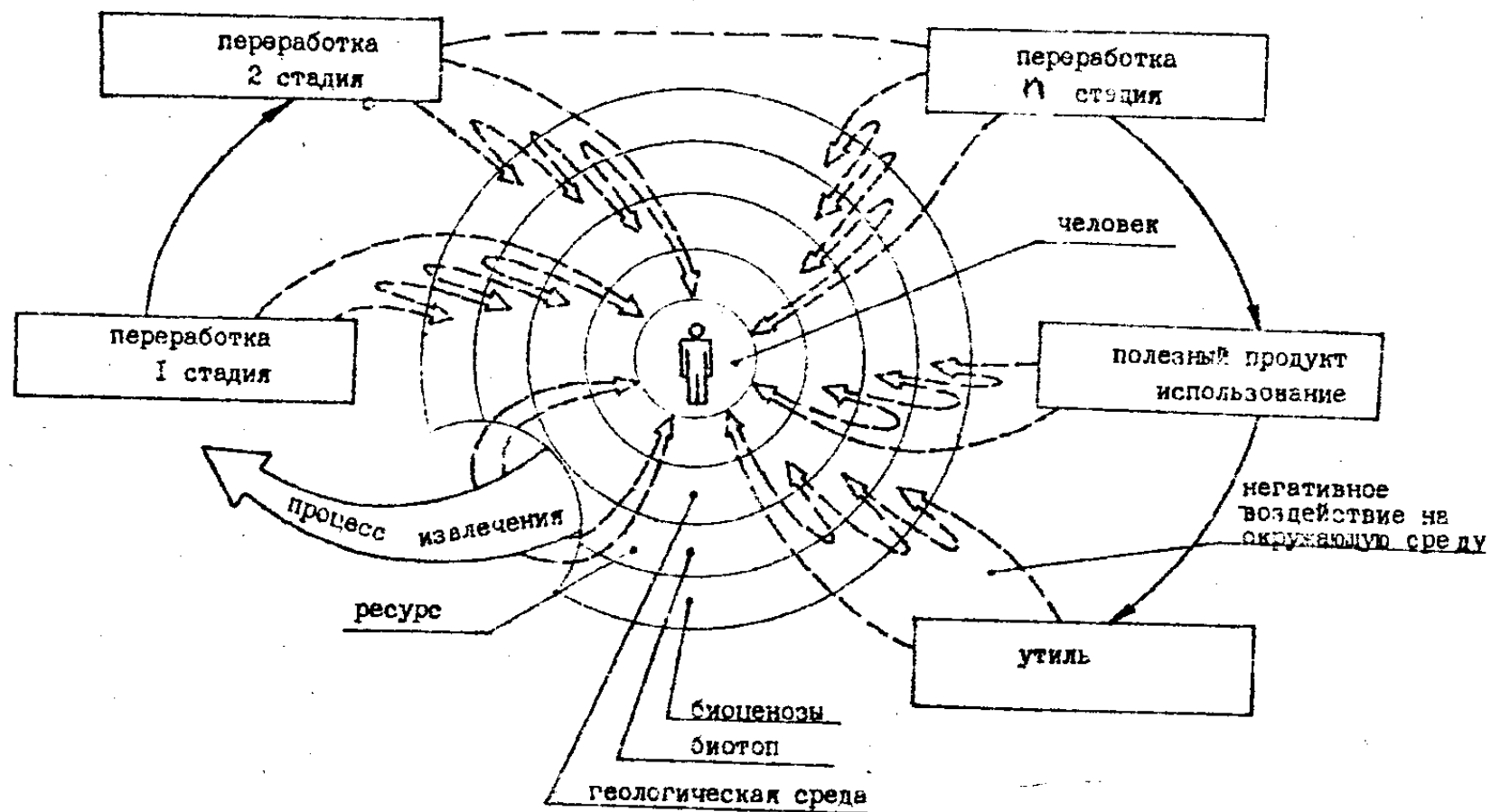


Рис. 1.1. Негативные эффекты суммы технологий получения, использования и утилизации полезного продукта

Необходимо особо отметить, что действия по предотвращению негативных экологических последствий и, более того, исключению вредного воздействия на природную среду предпринимались на протяжении всего исторического развития, и наработан обширный арсенал организационных и технических средств, которые во все возрастающем масштабе внедрялись в сферы производства и инфраструктуры.

Основной причиной, не позволившей переломить тенденцию ухудшения экологического состояния, следует признать в определенной степени произвольный выбор средозащитных средств, игнорирующих возможности природной среды к восприятию генерируемых техногенных нагрузок. Это и является основным пороком традиционной природоохранной концепции природопользования. Преодоление указанного порока возможно на основе системного изучения различных факторов, проявляющихся в процессе природопользования на определенном отрезке природной среды.

1.2. Управляемые природно-производственные (социальные) комплексы как основа экологически приемлемого природопользования

В современном мире социальные, экономические, технологические и биологические процессы настолько взаимосвязаны, что возникает необходимость рассматривать производство как сложную эколого-экономическую систему. Поэтому, чтобы такая система не была разрушена, необходимо обеспечить целостность образующих ее подсистем: природную среду и дислоцированное в ее границах предприятие. Подсистемы, обладая относительной замкнутостью и функционируя по своим законам, объединены в систему обратными связями, позволяющими производить обмен энергией, веществом и информацией между ними. Целостность производственной подсистемы в конечном итоге сводится к экономической устойчивости, зависящей от множества факторов, важнейшие среди которых - технологическое совершенство, пространственно-материальный ресурс как среда размещения производства, трудовые и природные ресурсы (сырье). Устойчивость природной среды определяется экологическим резервом, которым она располагает для компенсации негативных воздействий внешней по отношению к ней среды.

Производство, как сумма необходимых технологий, является носителем потенциально заложенных в него антропогенных (техногенных) факторов (воздействий), различных по природе, мощности, свойствам, способности вызывать негативные экологические последствия. Суммарный поток техногенных факторов, попадая в природную среду, заставляет работать защитные механизмы системы, расходуя при этом часть экологического резерва. Таким образом, количество вредных техногенных факторов (воздействий), генерируемых предприятием $\sum q_i$, адекватно экологическому эквиваленту воздействия. При этом пока суммарное воздействие $\sum q_i$ техногенных агентов предприятия (т.е. его экологический эквивалент воздействия $Ээ$) не превышает экологического резерва $Эр$, которым располагает система, последняя способна к саморегулированию, хотя качество природной среды будет отличаться от оптимального состояния.

Итак, диапазон допустимых воздействий на природную среду в границах природно-производственной системы ограничен ее экологическим резервом $Эр$, который в каждый момент времени определяется как разница текущего состояния экосистемы $Эт$ (экологическая емкость в момент t) и предельным состоянием системы, при которой ее экологические возможности $Эп$ соответствуют неприкосновенному запасу, обеспечивающему существование экосистемы. Отсюда видно, что положительного результата от природоохранных мероприятий можно ожидать только в том случае, когда поток техногенных воздействий снижается до уровней, не превышающих резервных экологических возможностей природной среды, т.е. условием экологически безопасного (приемлемого) природопользования должно быть соблюдение соотношения

$$\sum_{i=1}^h q_i \leq \text{ПДЭН},$$

где ПДЭН - предельно допустимая экологическая нагрузка.

Объем и направленность мероприятий определяются как возможностями природной среды, так и экономическим состоянием предприятия (**рис. 1.2**). Состояние природной среды (ее экологический резерв) существенно влияет на природоохранную стратегию предприятия: одно дело, когда экосистема здорова и располагает большим запасом прочности, следовательно способна воспринимать большие нагрузки, другое - когда она в результате техногенного воздействия ослабела настолько, что может выдержать лишь незначительные нагрузки (а возможно ей противопоказаны любые, даже самые малые).

Очевидно, что два однотипных предприятия, генерирующие эквивалентные (возможно качественно и количественно равные) техногенные факторы и, будучи размещены в подобных экосистемах, попадают в неравные условия, так как объем мероприятий, а следовательно и затраты, будут не равны. В данном случае экономические затраты на природоохранную деятельность являются объективно необходимыми и минимальными, так как поставленная задача формулировалась как недопущение развала экосистемы. То есть это предельно допустимое качество природной среды, при котором она не теряет своей целостности как система.

Но природная среда, как среда обитания человека, с одной стороны, и как пространственно-материальная среда для размещения предприятия, а также источник необходимых ресурсов, в деградированном, хотя и не потерявшем окончательно устойчивости, состоянии отрицательно влияет на здоровье человека (см. рис. 1.1), его трудоспособность и условия производства. Поэтому качество природной среды необходимо поддерживать на уровне, который позволяет иметь экономическое состояние предприятия. Таким образом, стратегия хозяйственной и природоохранной деятельности строится не произвольно, а в результате эколого-экономической оценки будущей деятельности на заданном отрезке биосферы, что позволяет, учитывая реалии конкретного природно-производственного комплекса, планировать состояние качества природной среды как на начальный момент хозяйственной деятельности, так по мере роста экономического благополучия улучшать его вплоть до достижения оптимальных свойств природной среды [7,8].

Из направлений в области охраны природы, изображенных на рис. 1.2, наибольшей притягательностью обладает совершенствование технологий в сторону экологичности, что дает возможность уменьшать в источнике количество генерируемых антропогенных факторов, хотя к достижению приемлемого уровня экологического состояния природной среды на территории, подвергаемой техногенному воздействию, необходимо подходить комплексно: вести работу по всем направлениям, комбинируя решения по экологическому совершенствованию технологий с другим, не менее важным направлением, связанным с ресурсосбережением - комплексной и полной переработки сырья (ресурсов), а также стремиться к созданию и внедрению замкнутых и изолированных технологических циклов, и не исключать хорошо зарекомендовавшие традиционные охранные средства по очистке материальных потоков от токсичных компонентов. Использование компонентов природной среды в качестве разбавителя вредных агентов до допустимых значений (что положено в основу нормирования предельно допустимого воздействия и предельно допустимого содержания) - мера вынужденная. Ориентация решения экологических проблем в этом направлении нецелесообразна в силу увеличения фоновых концентраций вредностей, региональных и локальных их повышений, что ужесточает требования по этому виду нормирования, вплоть до полного запрета выбросов и стоков в природную среду.

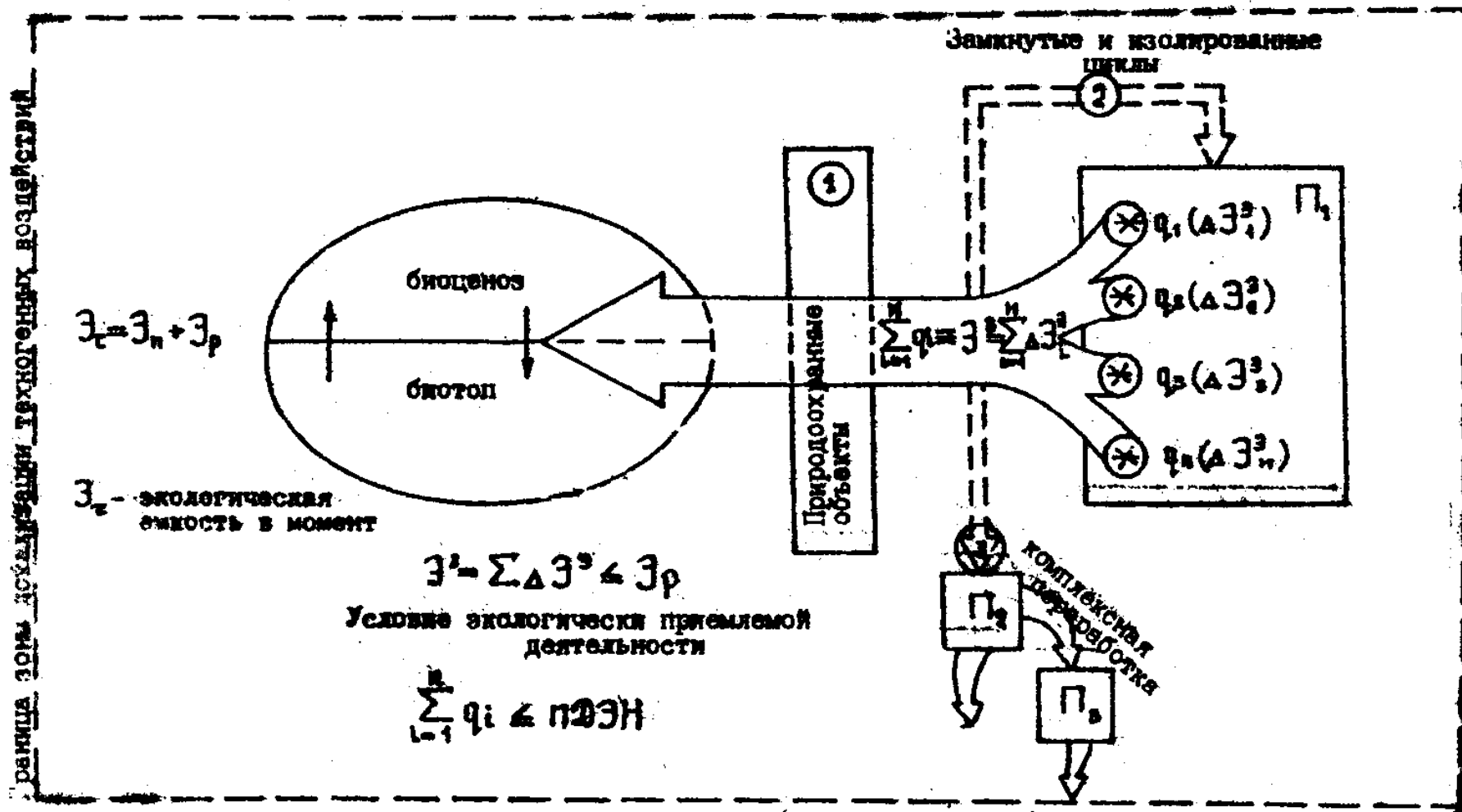


Рис. 1.2. Модель природно-производственной системы

Следует учитывать, что вышеизложенное справедливо только для случая, когда подсистема "производство" представлена одним предприятием. В действительности, как правило, в границах природной системы могут быть дислоцированы ряд предприятий различного профиля, а также объекты социальной сферы, которые также являются источниками техногенных факторов, воздействующих на данную природную среду.

При рассмотрении систем с большим количеством объектов и источников негативного воздействия на природу необходимо устанавливать границы зон влияния вредных факторов и предельные расстояния их локализации (рис. 1.3), а также решать проблемы по определению вклада каждого объекта (предприятия, социальной сферы) в общую негативную нагрузку на природную среду в границах естественной локализации соответствующих водообменных литосистем определенного иерархического уровня.

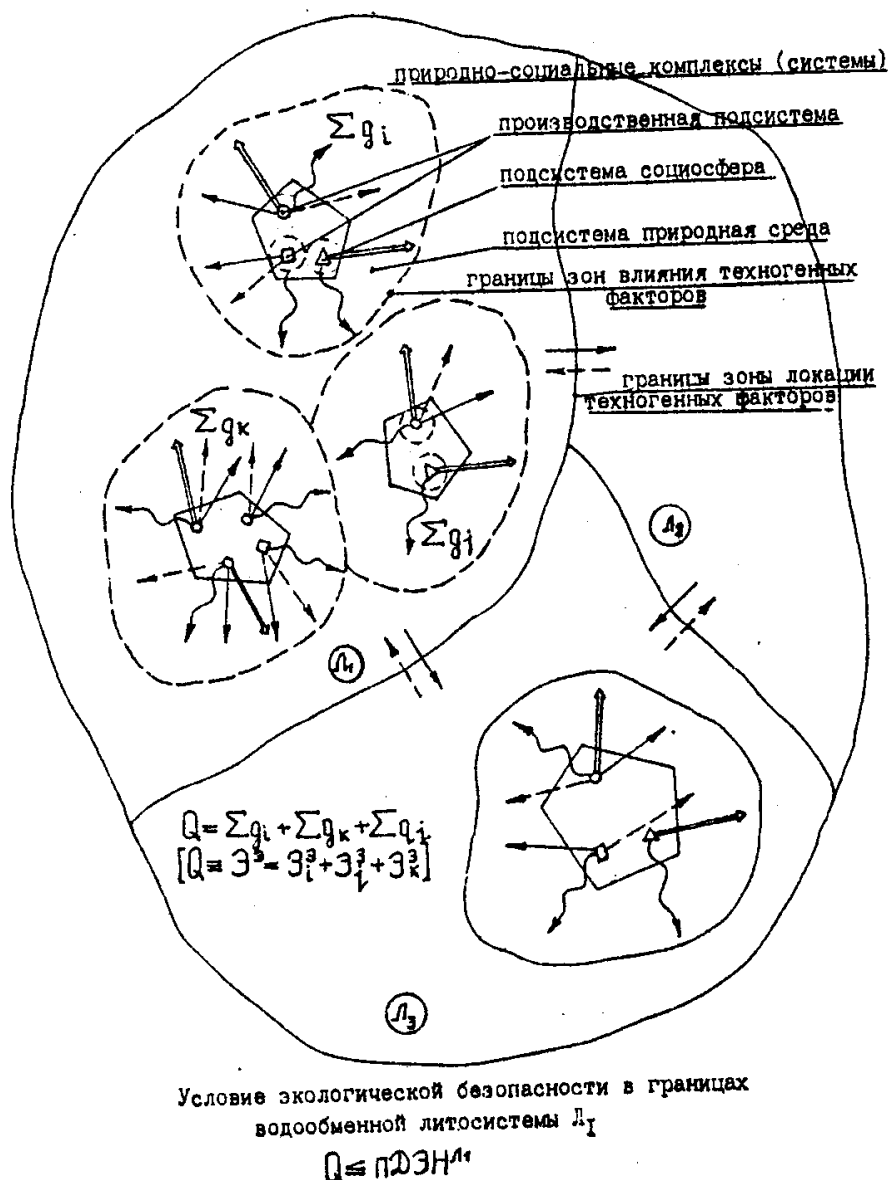


Рис. 1.3. Модель природно-социальной системы с множеством подсистем, объектов и источников техногенных факторов

Рис. 1.3. Модель природно-социальной системы с множеством подсистем, объектов и источников техногенных факторов

В такой постановке проблемы ее разрешение должно быть увязано с концепцией равновесного природопользования, сутью которой является адаптация производственных систем в природе, но при условии осознания ее не только как источника общественного богатства, но и как средства производственной деятельности, а следовательно, жизнедеятельности в целом, которую необходимо поддерживать на заданном уровне.

1.3. Проблемы энергетики и возможности их разрешения в условиях равновесного природопользования

Современные представления о системе природопользования как о сложном комплексе, в котором взаимодействуют факторы различного генезиса - естественного и искусственного, что и является коренной причиной всех экологических негативов, дают основание считать экологические проблемы, связанные с энергетикой, частным проявлением всеобщего экологического кризиса. И правомерно искать пути их преодоления в контексте общего решения экологических проблем.

В то же время энергетика обладает спецификой как в проблематике, так и в возможностях их разрешения. Проблемы энергообеспечения в основном связаны с двумя ограничениями, определяющими возможный и достижимый уровни энергопотребления системами жизнедеятельности.

Первое ограничение обусловлено объективно существующим пределом энергонасыщения биосферы и ее структурных элементов, что лимитирует количество вырабатываемой и потребляемой энергии.

Энергия в природе (естественной среде), независимо от ее природы и источников, находится в двух состояниях: потенциальном и кинетическом. Естественные процессы протекают с потреблением или выделением свободной (кинетической) энергии. Общее количество свободной энергии зависит от действия источников кинетической энергии (солнечная, ветровая, движущихся вод, тепловая и др.). Часть свободной энергии потребляется биосферой для жизнеобеспечения биоценозов, другая часть - на протекание процессов в абиоте, и некоторая часть - избыточная. Сложившееся в ходе эволюции планеты и ее биосферы распределение свободной энергии, в том числе и ее избыточное количество, естественно, и возможное ее перераспределение на коротком временном отрезке способно вызвать значительные изменения в структурных элементах планеты и привести биосферу и ее компоненты к кризисному или катастрофическому состоянию.

Искусственное высвобождение в процессе техногенеза потенциальной энергии, содержащейся в разных по природе источниках (депонированное органическое топливо, радиоактивные элементы и др.), и изъятие кинетической (энергия движущихся сплошных сред: гидро, ветровая, приливная, волновая) изменяет естественный энергетический баланс природных систем. Не будет большой ошибкой в констатации, что избыток количества свободной энергии, и связанные с ними негативные экологические последствия во многом зависят от ее утечек из искусственных систем в природную среду в процессе получения и потребления. Недостаток свободной энергии в природных системах зависит от чрезмерной эксплуатации ее источников.

Мониторинг природной среды констатирует тенденцию техногенного накопления энергии в биосфере, что ставит проблему энергетики в разряд актуальных задач современности. Широко распространенное представление о прогрессе как неуклонном повышении уровня потребления и, следовательно, производства энергии, справедливо до известной степени, пока не достигнут уровень энергонасыщенности биосферы. Решение проблемы энергообеспечения, учитывающее наметившуюся негативную тенденцию, должно быть ориентировано на общее снижение энергоемкости основных сфер жизнедеятельности посредством создания эффективных технологий и техники, и предотвращения утечек энергии в природную среду.

Второе ограничение связано с проблемой энергоресурсов. Традиционно сложившийся комплекс страны базируется на органических топливных ресурсах, основными из которых являются ископаемые угли. И хотя запасы ископаемых углей значительны, тем не менее есть все основания считать проблемы, связанные с топливными ресурсами, приоритетными. Причины тому следующие: ориентация на нетрадиционные источники энергии на данном этапе пока преждевременна из-за слабой изученности возможных негативных эффектов, связанных с их изъятием (в частности, ветровая, приливная, геотермальная) и использованием. Другие виды энергоресурсов в ближайшей перспективе не могут оказать конкуренции традиционным источникам в силу недостаточной технологической эффективности получения и их высокой стоимости. Намечавшееся внедрение ядерной энергии стоит под вопросом в силу ее высокой опасности.

Таким образом, в ближайшие десятилетия основным источником энергии может служить только органическое топливо и, в первую очередь, угли.

Однако ситуация в топливно-энергетическом комплексе страны, базирующаяся на сжигании углей, имеет тенденцию к ухудшению из-за усложнения условий добычи, снижения качества углей, все большей отдаленности от потребителей энергии, значительной потери энергоресурсов при их добыче, широкомасштабного негативного воздействия на природную среду при добыче энергоресурсов и выработке энергии, несовершенства технологии сжигания, особенно при использовании низкокалорийных и высокозольных углей, некомплексного использования ресурса. Все это побуждает искать более эффективные способы использования органического топлива как энергоносителя и как источника для налаживания сопутствующих производств [9].

В мире вновь возвращаются к идее подземной газификации углей с последующим использованием продуктов газификации в различных народнохозяйственных целях. Это не случайно, так как потенциальные достоинства данного способа использования углей позволяет устранять многие проблемы, решение которых в рамках традиционных технологий сопряжено со значительными трудностями.

В то же время способ подземной газификации углей имеет серьезные негативные стороны, которые вызывают справедливую критику и ставят под сомнение идею ее использования.

Основной недостаток способа - невозможность полного контроля за процессом горения в подземном газогенераторе и особенно за распространением продуктов горения, что значительно повышает его экологическую опасность, так как возможно заражение подземной гидросферы токсичными продуктами горения, особенно фенолами, альдегидами, а также токсичными элементами, содержащимися в углях осваиваемых месторождений.

Другой серьезный недостаток - утечка продуктов горения из газогенератора в атмосферу через трещины, образующиеся в результате изменения начального состояния массива горных пород. Воздействие токсичных продуктов горения может приводить к острым и хроническим отравлениям биоценозов и человека, находящихся в зонах воздействия и локализации вредных техногенных нагрузок.

Поэтому технологическая и экономическая оценки вариантов технологий с подземной газификацией угля (ПГУ) и традиционных способов добычи и переработки углей по общепринятым методикам неизбежно приведут к выбору в пользу последних, что не вполне корректно и правильно, так как отражает только часть реалий, недостаточных для построения объективных умозаключений.

Если оценку проводить исходя из вышеизложенных подходов к природопользованию, т. е. системно и комплексно, то вполне вероятны и диаметрально противоположные выводы. Основанием этому тезису могут служить следующие аргументы.

Во-первых, следует отметить, что потенциальные возможности совершенствования способа подземной газификации далеко не исчерпаны, к работе над ними только приступают, в то время как традиционные технологии развиваются несоизмеримо дольше и, видимо, возможности их оптимальной адаптации приближаются к пределу.

Во-вторых, даже существующие технологии подземной газификации углей при всех их недостатках и несовершенстве можно использовать, если свойства водообменной литосистемы, в границах которой размещаются другие производственные подсистемы и объекты инфраструктуры (социосфера), позволяют компенсировать либо минимизировать негативное воздействие газификации. Поиск положительного решения возможен также в направлении передислокации ряда объектов и производств (не исключено и социосферы) за границы рассматриваемой водообменной литосистемы, что адекватно устранению присущих им техногенных факторов и, следовательно, должно вписаться в экологический резерв природной системы.

В-третьих, с позиций полноты извлечения энергии из энергоносителя и возможных ее утечек (потерь) в природную среду способ ПГУ уже способен составить конкуренцию традиционным способам.

И последнее, возможности комплексной переработки и использования ресурсов ископаемых углей у способа ПГУ неизмеримо выше, чем у традиционных, в силу заложенных в него принципов химической технологии. Дальнейшее совершенствование способа по полному контролю и управлению процессом, если не устранил полностью, то значительно снизит проявление указанных недостатков. Видимо, не вызовет принципиальных возражений вывод - если мы не желаем оказаться в тупике при решении проблем экономического и экологического способов получения энергии, то должны вести поиск и исследования во всех направлениях, в том числе и подземной газификации угля.

Глава 2

РАЗРАБОТКА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СПОСОБОМ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

2.1. Анализ экологического воздействия на окружающую среду традиционных технологий угледобычи

Угольная промышленность страны к началу 12-й пятилетки включала 687 шахт и разрезов суммарной производительностью 759 млн т угля в год, а также 153 обогатительные фабрики с установленной мощностью 335,7 млн т [6].

С 1965 по 1985 гг. наблюдается снижение темпов развития отрасли. Анализ развития угольной промышленности в 10-й и 11-й пятилетках, выполненный в работе [10], выявил комплекс основных негативных причин, главными из которых являются: ухудшение горно-геологических и горно-технических условий разрабатываемых месторождений, неадекватность этих условий предусматриваемым технике и технологии эксплуатации, несовершенство структуры добычи и ослабление инвестиционной деятельности. Не развиваются прогрессивные технологии гидродобычи и подземной газификации угля.

Подземный способ добычи угля. К 1 января 1985 г. в нашей стране действовало 604 шахты (технические единицы) с производственной мощностью 457 млн т угля в год. В шахтах Минуглепрома СССР уголь добывается в постоянно усложняющихся горно-геологических и горно-технических условиях вследствие роста глубины ведения горных работ. Рост глубины разработки сопровождается повышением горного давления, увеличением природного газо-содержания в углях и вмещающих породах, увеличением опасности внезапных выбросов угля и газа, ростом температуры пород. Все это ведет к повышению трудоемкости производства и требует технической политики, направленной на экономию затрат труда.

Открытый способ добычи угля. Этот способ считается наиболее прогрессивным и экономичным, так как дает возможность ускорения научно-технического прогресса и улучшения технико-экономических показателей отрасли. Среднемесячная производительность труда рабочего на добыче угля на разрезах в 8-10 раз выше, чем в шахтах, а себестоимость в 5 раз ниже.

К 1 января 1985 г. в стране действовало 83 разреза мощностью 302 млн т. Намечается дальнейшее приоритетное развитие этого способа. К 1995 г. предстоит довести удельный вес открытого способа добычи угля до 50% от общего объема. Высокие темпы роста намечены до 2000 г., когда его удельный вес составит 58,2%, а к 2005 - 62,4% [6].

Несмотря на то, что технология открытой угледобычи самая прогрессивная из применяемых, обеспечивающая высокие темпы роста добычи угля и производительности труда, а также самую низкую себестоимость тонны угля, детальный анализ за годы 8-11-й пятилеток показывает, что основные технико-экономические показатели имеют стабильную тенденцию к ухудшению. Более того, эти показатели сегодня самые низкие по сравнению с передовыми угледобывающими странами мира (США, ФРГ, Великобритания, Франция) [11]. Все это объясняется серьезными недостатками в развитии горных работ, отставании технического перевооружения самих разрезов и несовершенной организацией производства [10].

При развитии открытого способа и шахтной разработки выявляются большие трудности, препятствующие наращиванию объемов добычи угля. Фактически исчерпались наиболее благоприятные месторождения для открытой добычи, растут объемы вскрышных пород, отчуждение земель под карьеры и отвалы, особенно сельскохозяйственных угодий, встречает все более негативную позицию общества, в отдельных случаях земельные отводы горным предприятиям не выделяются.

Подземная разработка, ограниченная в своем развитии концепцией Минуглепрома СССР, в освоенных бассейнах подходит к пределу глубины, когда произведенные затраты не окупаются выданной продукцией. В этом случае отдельные горные предприятия являются экономическим тормозом развития общества. Высокий уровень травматизма и аварийности подземной технологии делает непрестижной профессию горняка, что приводит к дефициту основных профессий на шахтах. Технология подземных горных работ, особенно на глубоких шахтах, не может обеспечить ни высокой производительности труда, ни безопасности для трудящихся. Необходимы другие способы добычи угля, в принципе меняющие все технологические звенья.

Как ключевая отрасль индустрии, угольная промышленность, удовлетворяя потребности народного хозяйства в топливе, в то же время отрицательно воздействует на окружающую среду. При подземных и открытых горных работах из оборота изымаются большие земельные площади под строительство шахт, карьеров и обогатительных фабрик, а также для отвалов горных пород. Вследствие выемки полезного ископаемого происходит осадка земной поверхности, откачанные из недр воды наносят ущерб сельскому и рыбному хозяйству, атмосфера загрязняется шахтным и карьерным воздухом, содержащим большое количество пыли и вредных газов.

При сооружении шахт, разрезов, сортировок, обогатительных фабрик отсыпают отвалы горных пород, возводят многочисленные технические и административные здания, прокладывают дорожную и трубопроводную сети, а также другие виды коммуникаций, строят хвостохранилища, что требует большой площади земельных отводов. Установлено, что в угольной промышленности добыча 1 тыс. т угля и сланца подземным способом сопровождается размещением на дневной поверхности 110 - 150 м³ пород обогащения, а добыча того же количества угля открытым способом - отсыпкой 3,6 тыс. м³ вскрышных пород [12].

Горные предприятия оказывают и косвенное влияние на земельный фонд, заключающееся в снижении плодородия пашни, ее иссушении в связи с изменением состояния и режима грунтовых вод, попаданием в почву пыли и других вредных соединений. При подработке поверхности подземными выработками происходит ее опускание и заболачивание, что приводит к деградации природного ландшафта.

М.А. Ревазов, М.Е. Певзнер и В.И. Матанцев отмечают следующие неблагоприятные экологические факторы при ведении горных работ: сокращение площадей природных и культурных антропогенных ландшафтов, водная и ветровая эрозия, разрушение почвенной структуры, минерализация, засоление, интоксикация, переувлажнение, иссушение, уплотнение, карстообразование, увеличение электромагнитного поля и радиоактивного фона, изменение микроклимата [12].

Техническая политика строительства крупных разрезов, проводимая министерством, приводит к увеличению изымаемой площади и глубины разработок, вследствие чего растут объемы внешних отвалов и отчуждаемой для них земельной площади. Системы разработок карьеров с внешними отвалами не позволяют приступить к рекультивации нарушенных земель в начальный период эксплуатации, вовлекая ежегодно в оборот новые ненарушенные, зачастую пахотные земельные угодья. После отработки карьеров на земной поверхности остаются громадные выемки, заполненные водой, так как после изъятия из недр миллионов тонн угля для рекультивации нет эквивалентных добыче полезного ископаемого объемов породы.

По Л.В. Моториной в районах открытых горных разработок формируется карьерно-отвалный тип антропогенного ландшафта, в районах подземной добычи полезных ископаемых - провально-терриконовый.

При подземной выемке полезного ископаемого на земной поверхности образуются провалы и прогибы различной формы в зависимости от мощности и угла падения вынимаемых пластов угля. Ликвидация провалов и прогибов требует выполнения работ по их засыпке, планировке, противоаэрационной профилактике.

Шахты и разрезы в процессе строительства и эксплуатации загрязняют, засоряют подземные воды, а также изменяют их режим, истощают естественные запасы. Обводненность служит фактором, усложняющим эксплуатацию угольного месторождения, и с целью осушения проводят технические мероприятия, а именно: отвод русел рек, открытый, глубинный и скважинный дренажи. При удалении большого количества поверхностных и подземных вод происходит осушение месторождения и образование депрессионной воронки, размеры которой зависят от геологических, гидрогеологических факторов и мощности предприятия.

Установлено, что в процессе эксплуатации угольного месторождения радиус депрессионной воронки может составить многие десятки километров, а площадь обезвоживания достигает 250-350 тыс. га [12]. Урожай на таких землях значительно ниже, чем на обычных сельскохозяйственных угодьях.

В процессе горных работ воды, перемещаясь по выработкам и дренажным канавам, загрязняются мелким углем (шламом), а также соединениями кальция, марганца и натрия, что не позволяет использовать их на технические нужды и требует строительства очистных сооружений с целью очищения перед сбросом в водоемы. Источниками загрязнения вод являются и обогатительные фабрики и установки, где в процессе обогащения участвует водная среда. Осветление и очистка использованной воды производится в шламовых отстойниках, требующих значительных средств на строительство и занимающих большие земельные площади. При открытой разработке полезного ископаемого происходит засорение рек, озер и водоемов вследствие размыва атмосферными осадками пород отвалов и бортов карьера.

Горные предприятия являются интенсивными источниками загрязнения воздуха. На шахтах это - рудничный воздух из горных выработок, самовозгорание угля и пород в угольных и породных отвалах, эрозия поверхности угольных отвалов и терриконов, погрузочно-транспортные работы на поверхностном комплексе, газообразные выбросы котельных, работающих на твердом топливе.

При работе карьеров атмосфера загрязняется газовыми выбросами автотранспорта и массовых взрывов, пылью вследствие эрозии угольных и породных отвалов, бортов карьера, а также погрузочно-транспортных работ. Так, при массовых взрывах в воздух на высоту до 300 м поднимается большое количество пыли, а объемная доля оксида и диоксида углерода в воздухе составляет соответственно 0,05 - 1% и 0,3 - 1% [12]. Большое количество угольной пыли в атмосферу попадает на сортировках, обогатительных фабриках, со шламонакопителей.

Необходимо отметить увеличение запыленности атмосферы мелкими котельными горных предприятий в зимнее время. В воздушное пространство промышленных предприятий и жилых поселков выбрасывается большое количество несгоревших частичек угля, газообразные соединения углерода, серы, азота. Содержание в воздухе оксида углерода, сернистых соединений (SO_2 , SO_3), соединений азота (N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2) значительно превышает в этот период предельно допустимые концентрации.

На поверхностных комплексах шахт предусмотрена установка мощных компрессоров и вентиляторов, которые создают сильный шум, загрязняя акустическую среду.

Технология ведения открытых и подземных работ внутри горного массива оказывает разрушающее действие на недра и не обеспечивает рационального использования запасов углей. Вынимая большие их объемы мы нарушаем равновесное состояние пород, загрязняем недра, допускаем безвозвратные потери полезного ископаемого.

Горные породы, слагающие месторождение, представляют собой сложную блочную конструкцию, механическое, фазово-физическое и напряженное состояния которой определяются как законами формирования земной коры, так и влиянием горных работ [13]. Установлено, что напряженное состояние массива зависит от приуроченности к зонам сжатия и сдвига земной коры.

Горные работы приводят к изменению напряженного состояния и потенциальной энергии горного массива, что выражается в освобождении энергии в диапазоне от нескольких толчков до землетрясения с деформацией как горных выработок, так и, в отдельных случаях, сооружений на поверхности. Эти явления наиболее характерны для сильно нарушенных в тектоническом отношении угольных месторождений.

Основы законодательства Союза ССР о недрах, регулирующие отношения в области использования и охраны недр, обязывают горные предприятия рационально использовать минеральные ресурсы, обеспечивать минимальные потери полезного ископаемого при эксплуатации месторождения.

Традиционные способы разработок угольных месторождений допускают большие потери балансовых запасов полезных ископаемых. При эксплуатационных работах уголь оставляется в различного назначения целиках, очистных выработках, отдельных блоках, вскрытие которых нецелесообразно по экономическим причинам. Фактически разработка месторождения ведется выборочно, так как извлекаются вначале более доступные и лучшие по качеству запасы, так называемые кондиционные. А при пересмотре кондиций выемка оставленных запасов традиционными способами, как правило, невозможна из-за нарушения горной среды.

Таким образом, шахты и карьеры, обогатительные фабрики вызывают геомеханические, гидрологические, химические, физико-механические и термические изменения в окружающей среде, нарушают природное равновесие атмосферы, геологической и гидрогеологической среды и оказывают негативное воздействие на состояние и здоровье населения рабочих поселков и шахтерских городов.

2.2. Развитие ПГУ в СССР

Подземная газификация угля - это способ разработки угольных месторождений превращением полезного ископаемого в газ непосредственно в недрах. Используется он для получения тепла, электроэнергии или различных химических продуктов. Традиционно сложившиеся способы разработки месторождений предусматривают присутствие людей в горных выработках, а подземный способ связывают с тяжелым и небезопасным трудом шахтеров.

Подземная газификация углей исключает тяжелый труд горняков под землей и фактически не имеет ограничений для создания экологически чистого предприятия. Обладая гениальной простотой замысла и величию поставленной цели, эта технология более ста лет привлекает исследователей, стремящихся реализовать ее на практике. В данное время имеется большое число публикаций по ПГУ и перспективам ее развития, причем авторы дают далеко неоднозначную оценку этой технологии. Нашей стране принадлежит приоритет и ведущее место в разработке подземной газификации угля.

Практические работы по ПГУ начались в начале 30-х годов в трех угольных бассейнах: Донбассе, Кузбассе и Мосбассе. Первые опыты заключались в воспроизведении в подземных условиях газификации угля в подземных слоевых генераторах, которые в то время широко применялись для получения генераторного и водяного газов.

В конце 40-х годов осуществлено строительство и ввод в эксплуатацию первых опытно-промышленных станций в городах Горловке, Лисичанске, Туле с шахтной и полушахтной подготовкой угля к газификации. Вследствие выявления принципиальных недостатков в технологии было принято решение о разработке бесшахтного способа подготовки газогене-

раторов и газификации пласта угля. В результате исследований доказана возможность газификации угольного пласта на месте его залегания методом потока.

Процесс подземной газификации состоит из следующих основных стадий:

бурение с поверхности земли на угольный пласт вертикальных, наклонных и наклонно направленных скважин;

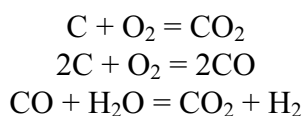
установление гидравлической связи между скважинами по угольному пласту для газификации;

розжиг угольного пласта и ведение газификации угольного массива.

Бесшахтный способ вскрытия угольного пласта заключается в бурении нагнетательных и газоотводных скважин на угольный пласт на определенном расстоянии друг от друга.

В процессе газификации кислород дутья взаимодействует с углеродом угольного пласта. При этом образуется диоксид углерода, а затем и водород. Кроме того, в газе также содержатся другие горючие компоненты: метан, непредельные углеводороды, сероводород.

Основные реакции процесса:



Скважины для подвода дутья и отвода газа бурятся по определенной схеме и образуют подземный газогенератор.

На поверхности находятся трубопроводы для нагнетания в скважины рабочих агентов (воздуха или обогащенного кислородом воздуха) и транспортировки газа для его очистки на промплощадке, на которой расположены цех для производства рабочих агентов и нагнетания их в подземные газогенераторы и установки для очистки газа и его охлаждения.

Газ очищают в скрубберах. Станции "Подземгаз" могут производить энергетический и технологический газ совместно или раздельно. Наиболее простая по технологической схеме - станция, производящая газ на воздушном дутье. Принципиальная технологическая схема показана на **рис. 2.1**.

Состав и теплотворная способность получаемого газа зависит от геологических условий залегания угольного пласта, качества угля, состава подаваемых на газификацию рабочих агентов и от технологических приемов при газификации, очистке газа от тех или иных компонентов.

Теоретически установлено, что теплота сгорания газа при газификации углерода на воздушном дутье составляет не более $4,4 \text{ МДж/м}^3$ (1050 ккал/м^3). Но так как в процессе участвуют водяные пары и продукты разложения органической массы угля, теплота сгорания газа ПГУ на воздушном дутье может достигать $4,6 - 5,0 \text{ МДж/м}^3$ ($1100 - 1200 \text{ ккал/м}^3$), при дутье, обогащенном кислородом (концентрация кислорода 65%) - $6,7 \text{ МДж/м}^3$ (1600 ккал/м^3). Газ подземной газификации является низкокалорийным [14]. Выход газа на 1 кг угля изменяется от 1,5 до $5,5 \text{ м}^3$.

Процесс газификации и поддержания теплоты сгорания газа с определенными параметрами осуществляется регулированием количества дутья и отводимого газа технологическими методами. Контроль за процессом подземной газификации на подземных газогенераторах ведется технологическим, геологическим и маркшейдерским методами и позволяет определять степень выгазовывания угольных пластов на подземных газогенераторах.

Работы по подземной газификации возобновились в послевоенный период. Основное внимание было уделено химической технологии переработки топлива, горному и буровому делу, подземной гидро- и аэродинамике, гидрогеологии, конструированию специальных машин и оборудования.

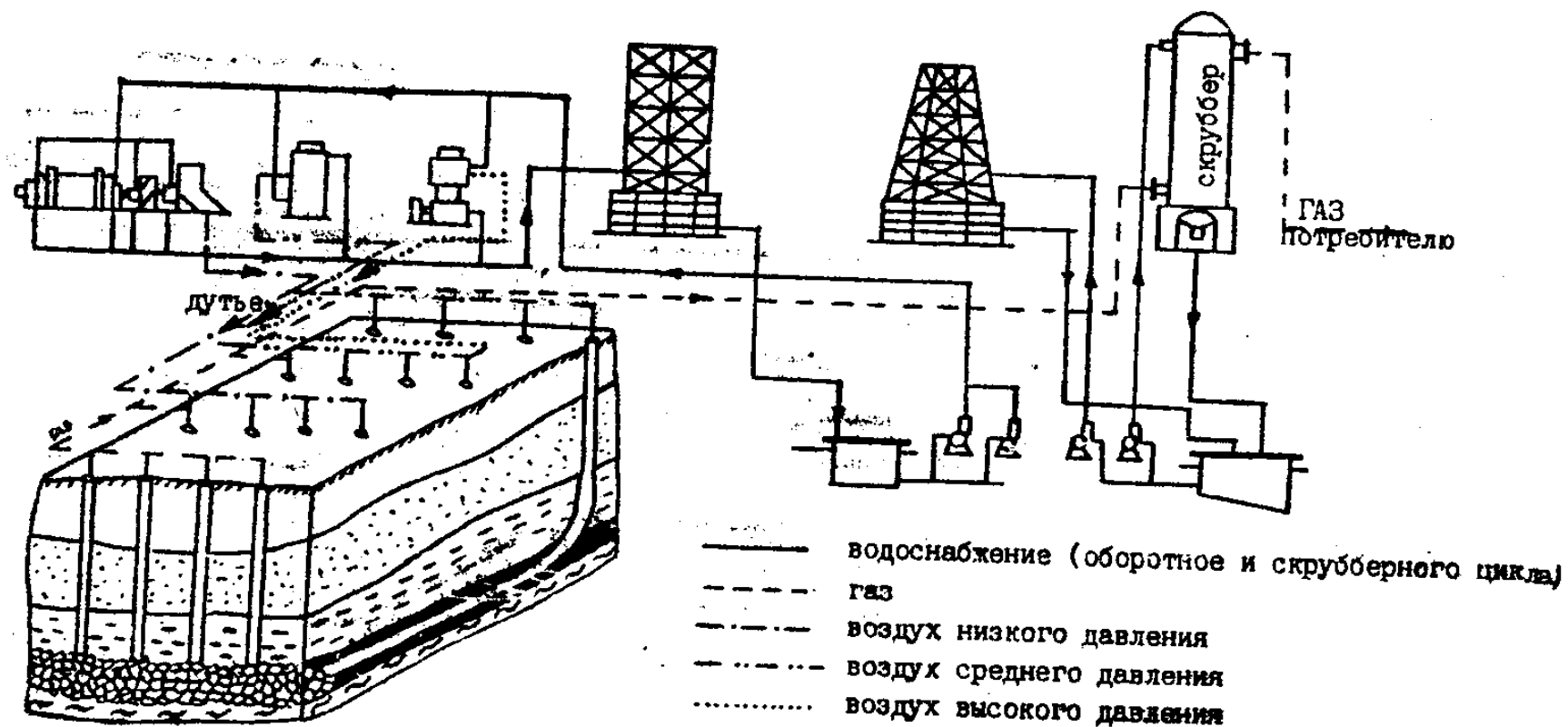


Рис. 2.1. Принципиальная технологическая схема станций подземной газификации углей

С 1949 по 1964 гг. проблемами подземной газификации занимались ВНИИподземгаз и ГИПРОподземгаз, в работе участвовало также 18 академических и отраслевых институтов. Были запроектированы и введены в эксплуатацию в 1955 г. Южно-Абинская станция "Подземгаз" с проектной производительностью 500 млн м³/год (в перерасчете на натуральное топливо - 170 тыс. т кузнецкого угля), в 1958 г. Шатская станция мощностью 660 млн м³/год (250 тыс. т подмосковного бурого угля), в 1961 г. Ангренская станция с проектной производительностью 2300 млн м³/год (500 тыс. т угля в год), а также опытные станции Каменская и Синельниковская на тощих углях Донбасса и высоковлажных днепровских углях.

Исследования и опытно-промышленные работы показали возможность бесшахтной подземной газификации буроугольных пластов мощностью от 2 до 22 м, с глубиной залегания от 30 до 250 м и каменноугольных пластов мощностью от 0,6 до 10 м на глубинах от 50 до 400 м, при этом соблюдались требования безопасных условий работы на действующих рядом шахтах и угольных разрезах.

Открытие в начале 60-х годов крупных месторождений природного газа привело к изменению структуры топливно-энергетического баланса страны. Основным топливом стали природный газ и нефтепродукты. Работы по ПГУ были значительно сокращены. Энергетический кризис, охвативший капиталистические страны в 1973/74 г., вновь привлек внимание к подземной газификации.

Вследствие уменьшения запасов нефти и природного газа и дальнейшего роста потребности в энергии уголь в будущем должен играть все возрастающую роль в энергетике и промышленности, а также как заменитель нефти и природного газа в производстве тепла и в качестве сырья. Необходимо учитывать, что в технически развитых странах постоянно возрастает потребность в жидком и газообразном углеводородном сырье в химической промышленности и, по прогнозам, к 2000 г. составит 20 - 25% от общей добычи [15].

Прирост потребления топлива удастся покрыть главным образом увеличением использования угля и возобновляемых (нетрадиционных) источников энергии. Наиболее реальным энергоносителем, который дополнительно может быть использован промышленностью, является газ ПГУ. В стране накоплен многолетний опыт подземной газификации угольных пластов, постоянно работают более чем 35 лет Южно-Абинская и 30 лет Ангренская станции "Подземгаз".

Теплота сгорания газа на Ангренской станции лежит в пределах 3,1 - 3,4 МДж/м³ (740 - 810 ккал/м³), а на Южно-Абинской - 3,4 - 4,2 МДж/м³ (810 - 1000 ккал/м³). Газ, получаемый на Ангренской станции, используется на Ангренской ГРЭС. Южно-Абинская станция снабжает газом 10 производственно-отопительных котельных Киселевска. Южно-Абинская станция эксплуатирует участок Киселевско-Прокопьевского каменноугольного месторождения (Кузбасс). В границах горного отвода станции имеется 23 пласта мощностью 2 - 8,5 м, глубиной залегания 50 - 300 м, с углом наклона 35 - 36°, угли марки ГЖ.

Технологическая схема станции (**рис. 2.2**) включает в себя установки для выработки сжатого воздуха высокого давления (до 7,0 МПа) для огневой фильтрационной сбойки, среднего давления (0,7 МПа) для проработки каналов газификации, низкого давления (0,25 - 0,46 МПа) для поддержания процессов горения в угольном пласте. Воздух низкого давления подают в подземный газогенератор, где в процессе горения образуется газ. Сырой газ поступает в скрубберы, где орошается водой и охлаждается до температуры 20 - 30°C. Одновременно с охлаждением из газа отделяются шлам, смолы, частично отмываются СО₂ и Н₂. Охлажденный газ поступает по системе трубопроводов к потребителю. Вода для охлаждения газов проходит систему регенерации и многократно используется в скрубберном цикле, в котором имеются специальные установки - градирня и прудотстойник. Фенольные слои воды в прудотстойнике открытого типа после дефеноляции сбрасываются в сточные воды. Для охлаждения компрессоров и трубоагнетателя используется условно чистая вода.

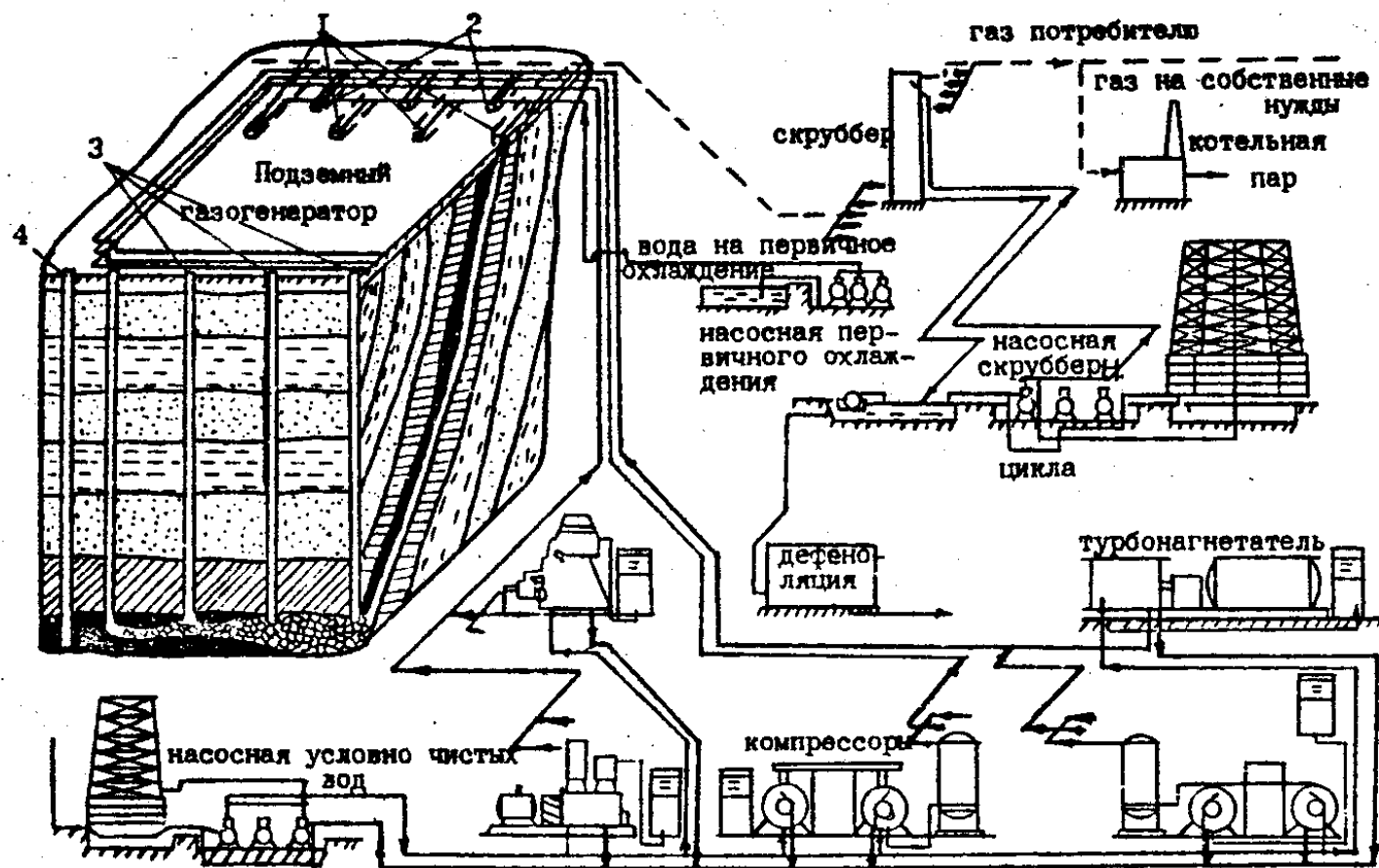


Рис. 2.2. Технологическая схема Южно-Абинской станции "Подземгаз"
Скважины: 1 - газоотводящие, 2 - полевые, 3 - розжиговые, 4 - дренажные

Проектная производительность станции 500 млн м³ газа, а себестоимость - 1,8 р/1000 м³ газа (12,6 р/т у.т.).

Максимальная выработка газа станцией составила 450 млн м³/год, что соответствует газификации 190 тыс. т/год угля.

Ангренская станция "Подземгаз" расположена в Ташкентской области, построена на Ангренском бурогольном месторождении с проектной годовой производственной мощностью 2320 млн м³. В пределах горного отвода газифицируется бурогольный пласт пологого залегания мощностью от 3 до 29 м на глубине 120 - 150 м. Характерны низкая водообильность и проницаемость угольного пласта и вмещающих каолинизированных песчаников и алевролитов. Основной надугольный водоносный горизонт отделен от угольного пласта толщей водупорных пород мощностью 60 - 100 м.

На участках подземных газогенераторов с земной поверхности до почвы угольного пласта бурят вертикальные скважины через 15 - 20 м. (см. рис. 2.1). Скважины обсаживают трубами и затрубное пространство цементируют. Кроме вертикальных скважин вскрытия угольного пласта применяют наклонно-горизонтальные скважины, у которых обсаживают только часть, проходящую по породам. Сбойку скважин по угольному пласту осуществляют под давлением 3,0 - 6,0 МПа, газификацию ведут при помощи дутья (воздуха) низкого и среднего давления (0,2 - 0,6 МПа). В процессе газификации участвуют уголь, кислород воздушного дутья, влага угля. Максимальная выработка газа составила 1410 млн м³, что соответствует газификации 527 тыс. т угля.

Накопленный многолетний опыт ПГУ в нашей стране свидетельствует об устойчивости процесса газификации.

Таким образом, в стране принципиально разработана и осуществлена в промышленном масштабе технология ПГУ на воздушном дутье в различных горно-геологических условиях до глубины 400 м. На поверхностном комплексе решены вопросы очистки газа от сероводорода с получением ценного химического сырья (гипосульфита и серы), а также очистки сточных вод от фенолов.

Станциями "Подземгаз" к началу 1992 г. было сгазифицировано ориентировочно 16 млн т углей и получено свыше 50 млрд м³ газа с использованием его для энергетики, теплофикации и получения химических продуктов.

Подземная газификация углей выявила ряд технических преимуществ перед традиционными методами разработки угольных месторождений:

- ликвидация тяжелого ручного труда горнорабочего под землей;

- исключение перевозки топлива с высоким содержанием балласта, отвода земной поверхности под терриконы и золоотвалы, загрязнения окружающей среды пылью и сернистыми соединениями;

- вовлечение в разработку некондиционных по зольности и мощности угольных пластов, а также запасов со сложными горно-геологическими условиями;

- возможность полной автоматизации и механизации технологического процесса;

- получение ценных химических продуктов для народного хозяйства;

- уменьшение капитальных затрат по сравнению со строительством глубоких шахт и разрезов.

К факторам, сдерживающим широкое применение ПГУ относятся:

- низкие химические и энергетические коэффициенты полезного действия газификации;

- низкая теплотворная способность в сравнении с природным газом;

- сложность ведения процесса с получением газа заданного состава;

- сложность вопроса комплексного использования и утилизации физического тепла газов;

- отсутствие методики технико-экономического обоснования эффективности применения ПГУ.

2.3. Исследования по ПГУ за рубежом

Опытные работы по подземной газификации угля после второй мировой войны были осуществлены в США, Бельгии, Англии, Франции, Чехословакии, Польше, Италии, Великобритании и Японии. Особенно возрос объем исследований после энергетического кризиса 1973/74 г., когда в скважинной технологии специалисты увидели реальную возможность получения продуктов-заменителей нефти и газа.

Вопросу ПГУ уделяется все большее внимание, о чем свидетельствуют выделения значительных средств на исследования и опытные работы. В зарубежном опыте прослеживаются два основных направления ПГУ: разработка угольных месторождений на небольшой глубине (50 - 300 м) и глубокозалегающих пластов (свыше 800 м). Первое направление разрабатывается в США, второе - в странах Западной Европы. Наиболее интенсивно в этой области работы ведутся в США. Программа подземной газификации угля, увязанная с развитием экономики, была начата в 1940 г. и интенсивно продолжена с 1972 г. Работа построена с учетом советского опыта и рассчитана на эксперименты ведущих исследовательских институтов и университетов.

В 1975 г. американская фирма "Техас Ютилитис Инк" купила в нашей стране лицензию на подземную газификацию углей и в 1978 г. успешно провела по советской технологии опытные работы в полевых условиях штата Техас. С 1940 г. в США было более 30 полевых испытаний, причем выгазовано приблизительно 50 тыс. т угля. Основные эксперименты по ПГУ за рубежом приведены в **табл. 2.1**. Результаты опытов широко освещены в зарубежной и отечественной технической литературе и позволили значительно усовершенствовать технологию ПГУ.

Как видно из таблицы, основные эксперименты (полевые испытания) за период с 1973 по 1988 гг. проведены в США. Они выполнялись по скоординированной программе, финансировались правительством, каждому испытанию предшествовал определенный объем научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ. Так, на полевое испытание трех скважин с целью получения низкокалорийного газа необходимо затратить не менее 3 млн дол.

Зарубежные специалисты считают, что современные эксперименты по ПГУ требуют значительных капиталовложений и непосильны одному предпринимателю, компании или даже стране. Крупномасштабные полевые работы должны финансироваться группой государств, объединенных одной целью. Так, стоимость эксперимента "Тулен", проводимого с 1979 по 1989 г. совместно Бельгией и ФРГ, составила 25 млн дол., а намеченное группой стран ЕЭС продолжение работ по возможной газификации глубокозалегающих пластов оценивается в 44 млн дол.

США. Целями экспериментов в различных горно-геологических условиях были исследование проблем создания более эффективных газогенераторов с различными газифицирующими агентами, разработка специальной буровой техники для бурения наклонно- и вертикально-горизонтальных скважин, определение направления повышения энергетического и химического КПД процесса, опробование современных способов обработки газа на поверхности и определение эффективного его использования для нужд энергетики и химической промышленности. В процессе экспериментов исследовали и решали и вопросы охраны окружающей среды.

В США разработан и практически проверен метод КРИП, основанный на контролируемом переносе точки нагнетания в подземном газогенераторе. Основной принцип метода заключается в использовании расположенной внутри скважины для нагнетания трубы, через которую в определенном месте внутри горизонтальной скважины может происходить подача газифицированного агента, в результате в точке подачи дутья происходит розжиг. Тем самым, в этой точке подачи нагнетания, которая направлена в целик угля, создается новая полость горения, окруженная со всех сторон углем. Эта новая полость в газогенераторе

Т а б л и ц а 2.1

Основные полевые испытания по подземной газификации угля

Место эксперимента	Тип угля	Глубина, м	Угол падения пласта	Средняя мощность пласта, м	Годы
<u>США</u>					
Ханна	Бурый	85	Пологое	3	1973 - 1979
Хоу Крик	-"	85	-"	9	1976 - 1979
Прайстаун	Каменный	270	-"	2	1979
Ролинс	Бурый	30	Крутое	7	1979 - 1981
Централия	-"	75	Пологое	11	1981 - 1983
Роки Маунтин I	-"	110	Крутое	7	1987 - 1988
<u>Великобритания</u>					
Ньюмен Спинни	Каменный	75	1	1	1949 - 1959
<u>Франция</u>					
Джерада (Марокко)	Антрацит		Крутое	1	1950 - 1955
Брюэ-Ан-Артуа	-"	1200		1,2	1981
От-дель	-"	880		2,0	1985 - 1986
<u>Бельгия</u>					
Буа-ле-Дам	-"		Крутое	1,0	1948
<u>Бельгия - ФРГ</u>					
Тулен	-"	860	Пологое	6,0	1979 - 1987

обеспечивает высокую калорийность вырабатываемого газогенератором газа. Реализация метода КРИП позволяет повысить энергетический и химический КПД процесса подземной газификации.

Разработанная в Соединенных Штатах Америки технология позволяет решать следующие задачи:

производить энергетический и синтез-газы с меньшими затратами по сравнению с наземной газификацией угля;

конкурировать с природным газом в производстве синтез-газа;

использовать на значительно большем числе угольных месторождений, чем на шахтах с традиционными способами добычи.

В результате научных экспериментов и широкомасштабных опытов в США создана технология ПГУ на современной технической основе, позволяющая эффективно разрабатывать угольные пласты в различных горно-геологических условиях на глубине 400 - 500 м.

Специалисты Бельгии и ФРГ разработали программу подземной газификации угля на больших глубинах (свыше 800 м). Эксперимент был подготовлен на участке Тулен (южная Бельгия) на глубине 860 м. Предполагалось газифицировать пласты на глубине 800 - 1600 м, мощностью 1 - 2 м. При работе было два варианта технологиями ПГУ:

на паровоздушном дутье - получение низкокалорийного газа для последующей выработки на электростанциях с комбинированным парогазовым циклом;

парокислородном дутье - получение газа со средним значением теплотворной способности, который может или подаваться в магистральную газовую сеть, или использоваться как газ химического синтеза.

Расчеты проводились для электростанции мощностью 300 мВт. Принципиальные технологические схемы двух вариантов станции ПГУ приведены на **рис. 2.3 и 2.4**. Принятые в расчетах геологические параметры залежи соответствуют параметрам месторождений, расположенных вблизи Северного моря.

Эксперименты намечали осуществить в три стадии. Первая стадия включала опыты по созданию с помощью процесса горения канала связи между скважинами, пробуренными в угольный пласт, залегающий на глубине 860 м и последующую газификацию нагнетанием паровоздушной смеси под давлением до 4,5 МПа, вторая стадия предусматривала сбойку скважин с применением парокислородного дутья. На третьей стадии намечали вскрытие существующими скважинами пласта на глубине 960 м и проведение экспериментов по газификации.

Оборудование для экспериментов включает две независимые системы нагнетания паровоздушной смеси и выдачи конечного продукта. Одна из таких систем оснащена пятиступенчатым турбокомпрессором производительностью 12500 м³/ч при давлении 4,5 МПа, двумя паровыми котлами производительностью 8 т/ч при давлении 4,5 МПа и 1 т/ч при давлении 0,6 МПа, теплообменником, установками очистки конечного продукта и другим оборудованием. Общие затраты по соглашению составят 30 млн дол.

Предварительные расчеты показали:

стоимость скважин - элемент, определяющий себестоимость;

дальнейшее развитие ПГУ возможно лишь при крупных капиталовложениях в наземное обустройство;

производство газа со средним значением теплотворной способности на основе парокислородного дутья экономически более целесообразно, так как производимый газ может заменить нефть и природный газ;

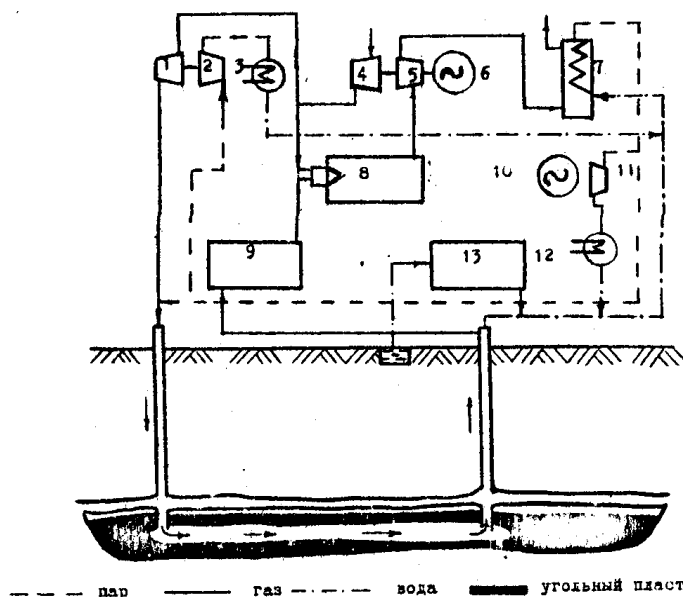


Рис. 2.3. Принципиальная схема электростанции, работающей на газе ПГУ:

1, 4 - компрессоры; 2, 11 - паровые турбины; 3, 12 - конденсаторы; 5 - газовая турбина, 6, 10 - генераторы; 7 - печь; 8 - камера сгорания; 9 - обработка газа; 13 - обработка воды

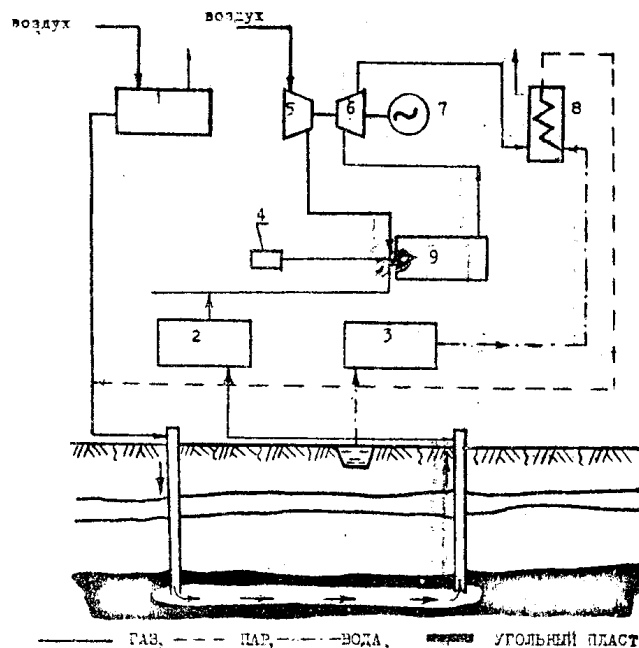


Рис. 2.4. Принципиальная схема производства газа методом ПГУ с парокислородным дутьем:

1 - разделение воздуха; 2 - обработка газа; 3 - обработка воды; 4 - горючее; 5 - компрессор;
6 - газовая турбина; 7 - генератор; 8 - печь; 9 - камера сгорания

себестоимость электроэнергии или газа, синтезированного на основе ПГУ, того же порядка, что и себестоимость энергии, производимой по другим известным технологическим процессам [16].

Месторождение Тулен расположено внутри угольного бассейна Западный Эйно. Запасы угля были разведаны и вскрыты вертикальными скважинами Тулен 1,2,3 и 4, расположенными в виде звезды, причем расстояние по пласту между центральной скважиной и периферийными составляло примерно 35 м (рис. 2.5). Скважины пересекают на глубине 860 м пласт Леопольд-Шарль, состоящий из нескольких пропластков, его мощность около 6 м. Уголь не-разбухающий и содержит 14% летучих веществ и 0,5% серы.

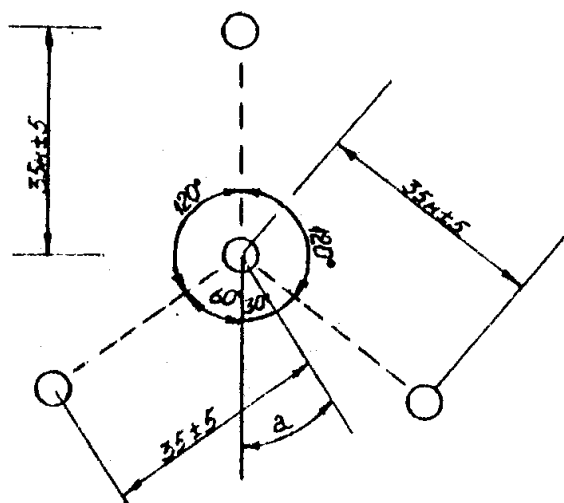


Рис. 2.5. Расположение скважин в Тулене

Обратная фильтрационная огневая сбойка была испытана между двумя вертикальными скважинами, но при соблюдении всех запланированных условий сбоечного канала между скважинами создать не удалось. Причиной этого явилось то обстоятельство, что уголь на большой глубине находится под большим литостатическим давлением, которое формирует зону ползучести угля. Подвергаясь воздействию очень больших напряжений, уголь перестает вести себя как твердый материал, он течет, заполняя плоскости. Образование каналов предотвращается уже в момент их возникновения в пласте. В этом состоит важнейшее различие между ситуациями, складывающимися на больших и малых глубинах [17].

С целью установления гидравлической связи между скважинами по пласту были пробурены горизонтальные буровые каналы из скважины 1 с малым радиусом отклонения (12 м) и боковое ответвление из скважины 2. Окончательное соединение сети осуществлено нагнетанием воды при высоком давлении ($= 15$ МПа). На **рис. 2.6** показана общая схема подземной системы скважин [18]. Устойчивость горизонтальной скважины обеспечена с помощью гибкой перфорированной обсадной трубы из углеродистой стали, а бокового отвода от скважины 2 - жесткой трубой с прорезями, изготовленной из специального сплава.

Вследствие завала незакрепленной части сбоечного канала эксперимент усложнился, так как это привело к быстрому нарастанию горного давления между скважинами 1 и 2. Для увеличения производительности газогенератора применили очень высокое давление нагнетания дутья и заменили воздух на смесь кислорода и распыленной воды (**рис. 2.7**). При этом вырабатывался газ с 6% водорода, 38% диоксида углерода, 27% метана, 0,4% оксида углерода и 34% азота с низшей теплотой сгорания 8400 кДж/м^3 ($=2000 \text{ ккал/м}^3$).

Эксперимент в Тулене выявил следующие трудности: большое горное давление покрывающих пород исключает обратную фильтрационную сбойку в качестве метода соединения скважин, а также приводит к разрушению незакрепленных сбоечных каналов. Последствиями проявления горного давления в районе газоотводящей скважины являются: уменьшение выхода газа, снижение температуры на выходе из зоны газификации и химического КПД газификации [18].

Испытания позволили определить и разработать эффективные технические решения: применение очень высоких давлений ($P = 27$ МПа) нагнетание дутья позволило производить газ с очень высокой теплотой сгорания и очень высоким (24 - 32%) содержанием метана; найдено эффективное дутье под высоким давлением, состоящее из водяной пыли и кислорода; фильтрационная зона кокса возле газовадающей скважины способствует боковому расширению газогенератора и получению газа с высокой теплотворной способностью.

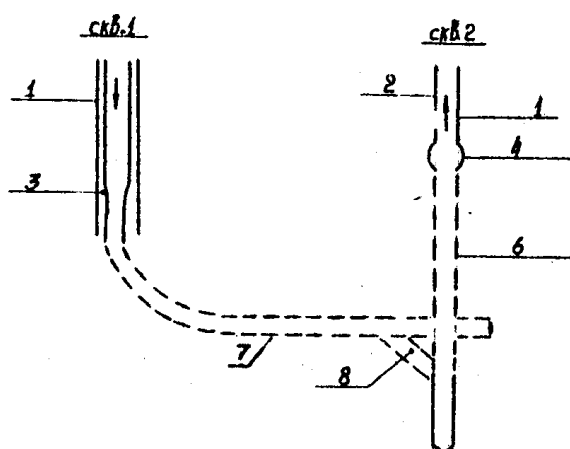


Рис. 2.6. Схема скважин подземной газификации в начале испытания в Тулене:

1 - обсадная колонна; 2 - боковой отвод; 3 - став труб; 4 - цементная корзина; 5 - гибкая труба; 6 - хвостовая труба с прорезью; 7 - горизонтальная буровая скважина; 8 - незакрепленная часть сбоечного канала

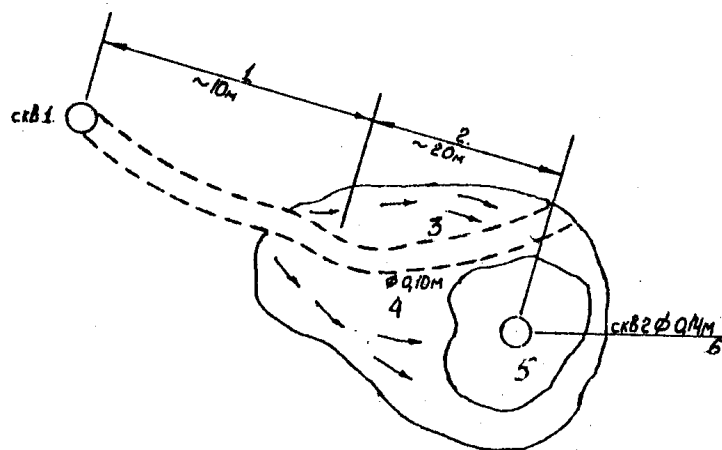


Рис. 2.7. Схема подземного газогенератора:

1 - искривленная часть; 2 - горизонтальная часть; 3 - буровой канал по пласту; 4 - газогенератор;
5 - уплотненный кокс; 6 - боковой отвод

Газификация продолжалась 200 дней и выявила возможность вырабатывать газ хорошего качества и достичь высокой степени извлечения энергии угля - до 80%. В период газификации воздействию было подвергнуто 340 т угля и 157 т полностью преобразовано в продуктивный газ.

Эксперимент в Тулене показал, что подземная газификация в принципе технически осуществима и в условиях больших глубин [17]. Намечаются эксперименты на больших глубинах продолжать. С этой целью организована Европейская рабочая группа по подземной газификации углей, в которую входят представители Бельгии, Франции, Западной Германии, Нидерландов, Испании и Великобритании. Группой разработан двухстадийный многонациональный проект подземной газификации углей, основанный на методике направленного бурения, стоимость которого составит 44 млн дол.

Великобритания. Первые практические работы по ПГУ начались в 1948-1949 гг. За период 1949-1956 гг. проведено 50 опытов, израсходовано 750 тыс. фт. ст. В 1953-1955 гг. на месторождении Бейтон был получен газ при воздушном дутье 2,5 - 3,7 МДж/м³.

В результате опытов разработаны оптимальные модели ПГУ для угольных пластов мощностью 1,5 м, залегающих на глубине 500 м, при дутье смесью кислорода и водяного пара для участков ПГУ общей площадью 27 км² и запасами угля 55 млн т. Такие предприятия в течение 20 лет ежедневно могут выдавать среднекалорийный синтетический газ.

Национальное угольное управление разработало проект ПГУ угольного пласта мощностью 1,8 м на глубине 600 м в Ноттингемском угольном бассейне. С помощью веретикальных и наклонных искривляющихся буровых скважин в течение шести лет будет газифицировано 30 - 60 тыс. т каменного угля. Проект стоимостью 15 млн фт. ст. рассчитан на 5 лет.

При изучении проблем ПГУ в Великобритании особое внимание обращается на положительные стороны этого метода по сравнению с традиционными способами отработки угольных пластов (шахты и карьеры) в области охраны окружающей среды, техники безопасности, возможности применения этого метода при разработке так называемых морских угольных месторождений. Эти месторождения, залегающие на шельфе Великобритании и под дном окружающих ее морей, были открыты в последние годы при геологической разведке на газ и нефть и привлекают к себе большое внимание. Запасы угля только под дном Северного моря составляют около 6 трлн. т. Большие надежды возлагают на их отработку методом ПГУ.

В Великобритании разрабатывают технику эксплуатации "морских" угольных месторождений. Предполагается, что бурить будут с платформ, как на нефтяных промыслах. Подсчи-

тано, что при глубине бурения до 200 м, мощности угольного пласта 12 м и сроках службы газогенератора 200 лет, общие капиталовложения составят около 2 млрд дол.

В 1986 г. Национальное угольное управление объявило о начале экспериментов по ПГУ с подводными угольными месторождениями Северного моря - на шельфах Шотландии и Шетландских островов, где залежи лигнита разведаны на небольшой глубине. Эксперименты общей стоимостью 16 млн фт. ст. рассчитаны на 5 лет. В случае их успешного завершения начнется промышленная эксплуатация "морских" угольных месторождений с получением синтез-газа в течение 50 - 100 лет.

Франция. Первые эксперименты по ПГУ были осуществлены инженерами исследовательского Центра управления угольной промышленности в 1949 - 1955 гг. на месторождении антрацитов Джерада (Марокко).

Составлена программа изучения ПГУ на 1978 - 1985 гг. с общим ассигнованием 155 млн фр. Эксперименты предусматривается проводить в угольных бассейнах Па-де-Кале, Луарском и Лотарингском.

В 1983 г. начался эксперимент на шахте Ла Хаут Деуле, рассчитанный на 5 лет. Здесь пласт угля мощностью 1,5 м залегает на глубине 800 - 1200 м. Подсчитано, что при газификации (с 70%-ным извлечением) угольного пласта мощностью 2 м на глубине 1100 м и расстоянием между парой скважин около 60 м стоимость 200 - 300 пар буровых скважин для ПГУ при производстве 1 млрд м³ газа в год составит 600-900 млн фр. В Луарском каменноугольном бассейне проводили эксперимент с пластами угля небольшой мощности и неглубоком залегании (до 30 м). В Лотарингском каменноугольном бассейне осуществляют эксперименты по ПГУ на угольных пластах мощностью 2 м на глубине 800 - 1500 м.

После окончания всех экспериментов и обработки результатов во Франции приступят к проектированию и строительству в 1995 - 2000 гг. предприятий ПГУ, с помощью которых планируется в течение первых 20 лет переработать около 1 млрд т угля в режиме 7,5 млрд м³ газа в год, то есть с общей выработкой за этот срок около 150 млрд м³ газа.

Япония. Работу по ПГУ в Японии возглавляет Комитет по подземной газификации угля Министерства индустрии ресурсов и охраны окружающей среды, который привлекает научно-исследовательские лаборатории университетов страны в Токио, Хоккайдо, Кюсю и др.

Первые эксперименты проведены в 1965 - 1967 гг. на шахтном поле Анабара с пластами каменного угля мощностью 1,2 м и углом падения 52° комбинированным способом из скважины и проходкой шахты. На шахтном поле Сунагава подземный газогенератор создан вертикальными скважинами. Теплота сгорания синтетического газа колебалась в пределах 2,5 - 4,8 МДж/м³.

В Японии планируют при полном развитии работ по ПГУ газифицировать ежегодно 4,41 млн т угля с выходом синтетического горючего газа 3,3 м³ на 1 кг рядового угля с теплотой сгорания 921 ккал/м³ или 3,9 МДж/м³.

Главным потребителем синтетического газа явится энергетическая промышленность, причем предполагается, что себестоимость электроэнергии от него будет несколько выше себестоимости электроэнергии от угля, сжигаемого на электростанциях. Специалисты Японии считают, что XXI в. будет веком угля и большая часть разработок угля на глубине более 1 км будет осуществляться методом ПГУ.

Работы по технологии ПГУ проводятся в Федеративной Республике Германии, Италии, Испании, Нидерландах, Индии, Австралии, Марокко.

2.4. Современное состояние и развитие ПГУ

Промышленная эксплуатация станций подземной газификации осуществляется в странах СНГ на месторождениях бурых и каменных углей в разнообразных геологических условиях. Эксплуатируются две станции подземной газификации угля: Ангренская и Южно-Абинская.

Основными недостатками действующих станций "Подземгаз" являются производство низкокалорийного газа, который экономически невыгодно транспортировать на расстояние более 30 км, высокая энергоемкость процесса и загрязнение окружающей среды. С целью их ликвидации специализированный институт "Донгипрошахт" разработал проекты реконструкции предприятий, где предусмотрено: увеличение мощностей по производству газа, совершенствование конструкции газогенераторов, мероприятия по охране окружающей среды. Выполнение этих проектов позволит действующим станциям увеличить свои технико-экономические показатели и снизить вредное влияние на окружающую среду.

В России разрабатывается технология создания экологически чистого предприятия по производству новых видов энергоносителей на базе ПГУ. Новое поколение станций "Подземгаз" должно значительно повысить производительность труда, снизить издержки производства и свести к минимуму вредное воздействие на окружающую среду. Взято направление на дальнейшее совершенствование ПГУ на новой технологической основе с использованием последних достижений горной науки и химической индустрии с целью создания экологически чистого, экономически эффективного предприятия для производства электроэнергии, получения тепла и ценных химических продуктов.

Ведущей организацией по разработке программы НИОКР для создания современной технологии ПГУ определен Институт горного дела им. А.А. Скочинского, где финансируются и формируются основные исследования по скважинной разработке угольных месторождений. Программа предусматривает создание принципиально новой технологии ПГУ с большей надежностью управления процессом газификации, получением газа калорийностью 8 - 10 МДж/м³, минимальным объемом буровых работ и высокой полнотой выемки запасов угля. Исследования и опытные работы будут направлены на решение следующих проблем:

- совершенствование схем подземных газогенераторов, основанных на газификации угля в длинных буровых каналах наклонно- и вертикально-горизонтальных скважин. Применение различных газифицирующих агентов (кислород, пар, диоксид углерода, водород);

- разработка новой более производительной буровой техники, оснащение призабойных двигателей системами слежения за трассой скважины;

- повышение энергетического КПД процесса посредством утилизации физического тепла газов;

- разработка газотурбинных установок и котлоагрегатов, работающих на низкокалорийном газе;

- совершенствование очистки газа от балластных примесей и оксидов серы;

- полная автоматизация процессов управления производством, а также получения и очистки газа;

- создание математических моделей процесса газификации угольного пласта в массиве, широкое моделирование химических и физических процессов ПГУ;

- разработка технологии экологически чистого предприятия.

После научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ планируется осуществить строительство станций "Подземгаз" второго поколения до 2000 г. на угольных месторождениях бурого и каменного угля и разрабатывать пласты на глубине 500 - 1000 м [19]. Перспективные направления совершенствования технологии ПГУ - применение парокислородного дутья, обработка, комплексное использование получаемых газов и утилизация физического тепла процесса.

Производство и потребление газа ПГУ связано в единый технологический процесс в отличие от потребителей, которые характеризуются неравномерностью потребления газа ПГУ в летний период. Это приводит к значительному снижению технико-экономических показателей на Южно-Абинской станции "Подземгаз".

Имея низкую теплоту сгорания, газ выходит из скважин подземного генератора под давлением около 0,2 МПа, в результате потерь напора в поверхностных коммуникациях и аппаратах он приходит на промплощадку с еще меньшим давлением. Это дает основание считать

газ ПГУ местным видом топлива, транспортировать которое экономически выгодно на расстояние 25 - 30 км.

Современные схемы очистки под давлением 2,5 - 3,0 МПа значительно расширяют возможности транспортировки газа ПГУ, очищенного от балластных примесей.

При начальном высоком давлении, что обеспечивается при очистке газа водой под давлением или раствором моноэтаноламинов, очищенный газ с калорийностью 8,4 - 10,4 МДж/м³ можно транспортировать по газопроводам на расстояние 100 - 200 км. Такие технологические схемы значительно расширяют область применения газа ПГУ и позволят разрабатывать угольные месторождения на значительном удалении от потребителя.

Очистка от углекислого газа понижает содержание балласта, увеличивает теплоту сгорания газа ПГУ, дает возможность получать товарную углекислоту.

Разработанные в нашей стране установки типа ПУГС-5 для получения технической углекислоты характеризуются простым аппаратным оформлением и значительным снижением затрат при получении тонны жидкого углекислого газа [20]. Очистка газа ПГУ от CO₂ позволяет получить побочный ценный продукт для народного хозяйства, а его реализация - повысить эффективность технологической схемы получения газа ПГУ. Например, выход CO₂ при мощности станции 500 млн м³ газа составляет в сутки 240 т или в год 90 тыс. т. Таким образом, даже опытная установка с узлом очистки от CO₂ может полностью удовлетворять потребность крупного города в диоксиде углерода. Целесообразно оставшуюся часть диоксида углерода при парокислородном дутье использовать для подачи в подземный газогенератор с целью регулирования температуры газов на выходе и получения более калорийного газа.

Очищенный газ ПГУ может быть использован на бытовые нужды. Доведение его калорийности до требуемой величины (17 - 18 МДж/м³) достигается добавлением сжиженной пропан-бутановой смеси.

Применение газотурбинной установки (ГТУ) в технологической схеме ПГУ определяется ее преимуществом в сравнении с паротурбинной: меньше стоимость, габариты, вес, потребность в обслуживании, быстрый запуск, простота автоматизации. Способность газовых турбин удовлетворительно работать в течение приемлемого периода времени зависит от качества очистки газа от твердых примесей, что достигается комплексными методами очистки исходного газа.

Применение ГТУ позволяет существенно снизить затраты на транспортировку газа, вырабатывать электроэнергию для собственных нужд, исключить вредное влияние сезонных потребностей в топливе на технико-экономические показатели станции.

В технологической схеме предусматривается предварительная дегазация угленосной толщи от свободного и абсорбированного в угле метана.

Наличие в современном газогенераторе наклонно-горизонтальных скважин с горизонтальной частью по углю 120 - 130 м позволяет применить активные методы воздействия на значительную площадь вскрытого пласта и по типовым схемам дегазации в пласте. Способ заблаговременной дегазации скважинами с гидрорасчленением пласта разработан в Московском горном институте и дает возможность получать практически чистый метан. Этот дополнительный высококалорийный газ может без очистки направляться потребителю или использоваться в газотурбинной установке.

Одним из перспективных направлений использования газа ПГУ при парокислородном дутье является получение ценного химического продукта - метанола.

Как пример рассматривается современная технологическая схема процесса ПГУ с комплексным использованием полученного газа (рис. 2.8). Для получения газа повышенной теплоты сгорания с высоким содержанием водорода и оксида углерода схема предусматривает парокислородное дутье.

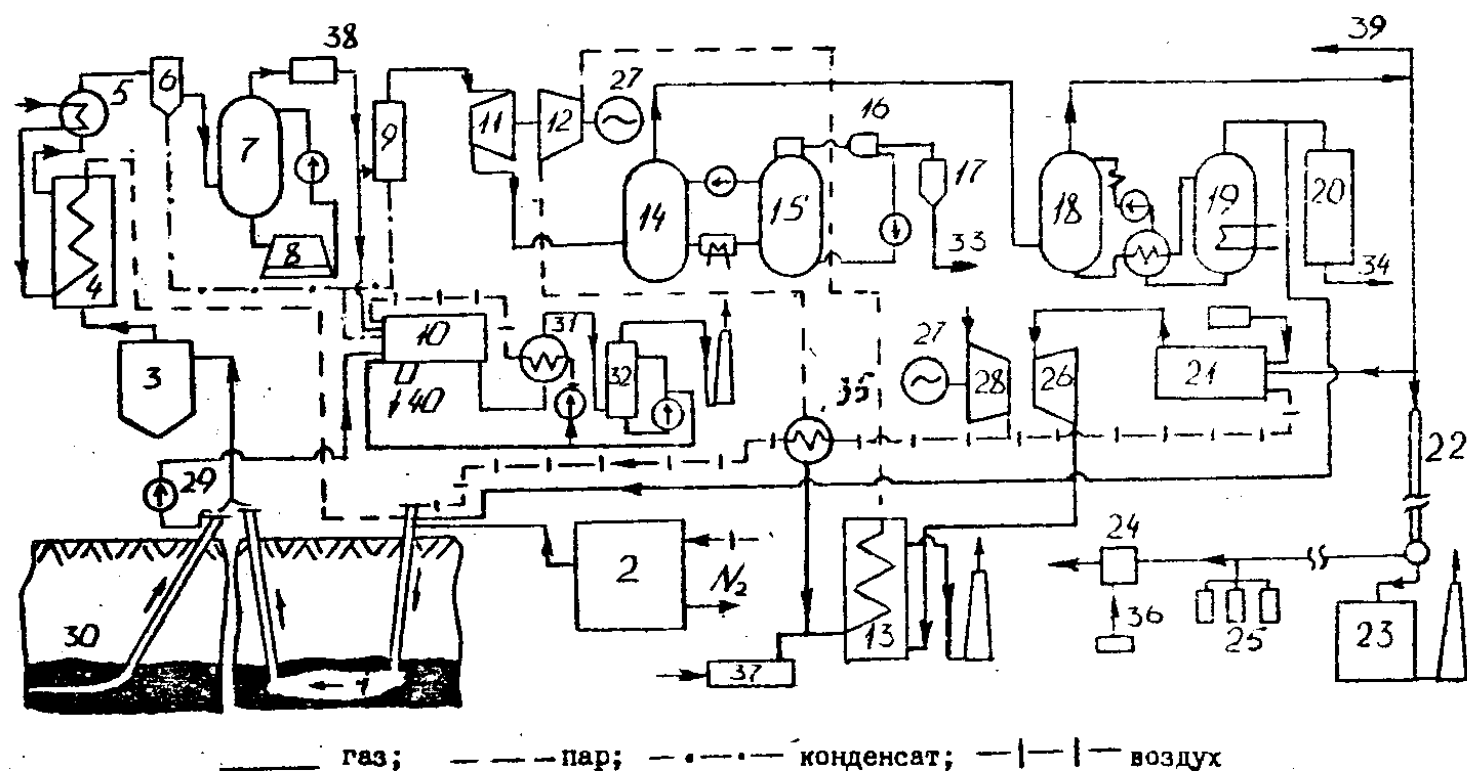


Рис. 2.8. Принципиальная схема получения и комплексного использования газа методом ПГУ:

1 - подземный газогенератор; 2 - установка разделения воздуха; 3 - циклоны; 4, 13 - котлы-утилизаторы; 5 - экономайзер; 6 - циклонный сепаратор; 7, 14 - скрубберы; 8 - градирия; 9 - электрофильтр; 10 - огневая печь; 11, 28 - компрессоры; 12 - паровая турбина; 15, 27 - электрогенераторы; 16 - вакуум-фильтр; 17 - автоклав; 18 - адсорбер; 19 - десорбер; 20 - блок сжижения CO_2 ; 21 - камера сгорания; 22 - магистральный газопровод; 23 - котельные; 24 - станция смешения; 25 - хранилище газа; 26 - газовая турбина; 29 - вакуум-насос; 30 - наклонно-горизонтальные скважины; 31 - воздушонагреватель; 32 - устройство мокрой очистки продуктов сгорания; 33 - получение плавленной серы; 34 - получение товарного продукта CO_2 ; 35 - нагреватель; 36 - пропан-бутановая смесь; 37 - блок очистки воды; 38 - конденсатор; 39 - на синтез метанола; 40 - получение минерального расплава

Кислород подают в подземный газогенератор 1 от установки разделения воздуха 2, на которой наряду с кислородом получают азот, криптоновый газ и неоновую смесь, что повышает экономические показатели рассматриваемой схемы. Водяной пар, поступающий в газогенератор, вырабатывают в котле утилизатора 4. Для управления процессом газификации в газогенераторе может частично подмешиваться углекислый газ, выделяющийся в десорбере 19 после извлечения его из газа ПГУ. Кроме этого, в подземный газогенератор может подаваться некоторое количество воздуха с помощью компрессора 28, приводом которого служит ГТУ 26.

Газ ПГУ из отводящих скважин, пройдя блок циклонов 3 и очистившись от механических примесей, поступает в котлы-утилизаторы 4 с экономайзером 5, где охлаждается, при этом получаемый пар используют на дутье. Затем газ через циклонный сепаратор 6, где происходит отделение смолы, частично фенолов и конденсата, поступает в холодный скруббер 7. Здесь он охлаждается и проходит частичную очистку от пыли и смолы. Скрубберы входят в циркуляционную систему, состоящую из градирни для охлаждения 8, ряда насосов и отстойников. После скруббера, пройдя влагоотделитель, газ поступает для тонкой очистки от пыли и смолы в электрофильтр 9. Часть газа после влагоотделителя в качестве топлива подается в огневую печь 10 системы обеззараживания конденсата.

Перед поступлением газа на очистку от сероводорода и углекислого газа повышают давление газа в компрессоре 11 с целью преодоления гидравлического сопротивления схем и создания условий для очистки. Привод компрессоров осуществляют паровой турбиной 12, пар для которой поступает от котла утилизатора 13. Очистка газа от сероводорода происходит в скруббере 14. Скрубберы входят в циркуляционную систему, включающую регенератор 15, теплообменники, насосы, пеносборник, вакуум-фильтр для отделения серы 16 и автоклав 17 для получения плавленной серы 33. После очистки от сероводорода газ поступает в абсорбер 18 для удаления углекислого газа растворами моноэтаноламинов.

Схема очистки газа от углекислого газа наряду с абсорбером включает десорбер 19, ряд насосов и теплообменников. Выделенный углекислый газ может частично направляться на дутье в газогенератор, а основная масса поступает на блок глубокой очистки и сжижения CO_2 для получения товарного продукта 34. Обработанный газ ПГУ на выходе из абсорбера 18 имеет давление, достаточное для транспортировки на 100 - 150 км, и разделяется на три потока: одна часть поступает в камеру сгорания 21 для покрытия затрат энергии на ПГУ, вторая - в магистральный газопровод 22 и подается в населенный пункт на ТЭЦ или котельные 23, а также для бытового газоснабжения. Для повышения теплотворной способности газа, направленного для бытового газоснабжения, схема предусматривает станцию смешения 24 газа ПГУ с пропан-бутановой смесью 36. Стабильность снабжения газом обеспечивают за счет создания хранилищ газа 25 вблизи потребителей. Третий поток направляется на синтез метанола 39.

Газ ПГУ, используемый для покрытия затрат энергии станции подземной газификации углей, сжигают в камере сгорания 21, и высокотемпературные продукты сгорания поступают на газовую турбину 26, соединенную на одном валу с генератором 21, вырабатывающим электроэнергию, и компрессором 28, подающим воздух в камеру сгорания. Технологическая схема предусматривает утилизацию метана из наклонно-горизонтальных скважин 30 при подготовке угольных пластов для дегазации. Метан отбирают с помощью вакуумных насосов и используют как топливо в печах огневого обеззараживания конденсата. Схема огневого обеззараживания включает в себя кроме огневой печи, где получают минеральный расплав 40, воздухонагреватель 31 для утилизации тепла и устройство мокрой очистки продуктов сгорания 32.

В рассматриваемой схеме комплексный подход к получению газа подземной газификации углей:

применение парокислородного дутья позволяет не только повышать теплотворную способность газа, но и получать на станции разделением воздуха различные технологические газы;

утилизация тепла вырабатываемого газа ПГУ позволяет с помощью утилизационных котлов получать пар, необходимый для дутья, без затрат добавочной энергии, а утилизация тепла продуктов сгорания газа после ГТУ - вырабатывать пар для паровой турбины компрессора при создании необходимого давления для обработки газа и транспортировки его на значительные расстояния;

в результате очистки газа производится ценное сырье: сжиженный углекислый газ и сера; все затраты электроэнергии покрываются электрогенераторами, установленными на станции ПГУ;

очищенный газ используется для получения метанола.

Таким образом, предлагаемая технологическая схема станции ПГУ дает возможность получить горючий газ с высоким КПД процесса газификации, а также ценные химические продукты. Очевидно, что рассмотренная технологическая схема современного предприятия ПГУ включает большое число вопросов охраны окружающей среды, присущих химическому и горному предприятиям.

Американские специалисты считают, что за последние 10 лет развития ПГУ эта технология отработана и может быть передана для промышленной эксплуатации. Отсутствие промышленных предприятий в США они объясняют не недоверием к этой технологии, а современной конъюнктурой на энергоносители, характеризующейся избытком предложений нефти и газа на мировом рынке [21].

В Соединенных Штатах Америки разработаны и осуществляются проекты по применению ПГУ в различных горно-геологических условиях. В США в 1989 г. должна была вступить в эксплуатацию установка для производства 500 т в сутки мочевины и аммиака, в которой будет использоваться газ от подземной газификации крутопадающих пластов. Эта установка общей стоимостью 30 млн дол. финансируется частным капиталом и только 16% составляют вложения государства. При успешной реализации этого проекта запланированы строительство и эксплуатация установки для производства дизельного масла и жидкого топлива стоимостью 300 млн дол. [22].

Промышленное внедрение ПГУ намечается в Индии и Новой Зеландии, где в 1988 г. начали подготовку к эксперименту с использованием опыта США.

Таким образом, ПГУ рассматривается в большинстве угледобывающих стран мира как реальная альтернатива традиционным способам угледобычи. Текущий период характеризуется началом строительства станций ПГУ нового поколения, которые могут производить тепло, электроэнергию, а также ценные побочные продукты: серу, смолу, азот, аргон, диоксид углерода.

2.5 Сырьевая база ПГУ

Наша страна занимает первое место в мире по запасам угля. Геологические запасы углей в пластах 0,45 м составляют 6790 млрд т, из них балансовые - 5710 млрд т [23].

Запасы угля по глубине залегания распределяются неравномерно. Количество их зависит от современных тектонических структур бассейна. Поскольку в большинстве случаев в строении угольных бассейнов и отдельных месторождений преобладают синклинальные формы структур, количество запасов угля по горизонтам обычно снижается с глубиной. Так, в целом по стране на глубине 0 - 300 м от поверхности сосредоточено 2742 млрд т или 48% оцениваемых кондиционных геологических запасов. На глубине от 300 до 600 м разведано 1649 млрд т или 29% кондиционных геологических запасов угля.

Таким образом, более 2/3 кондиционных по мощности и зольности геологических запасов угля находится на глубине до 600 м, перспективы их увеличения на более глубоких горизонтах (600 - 1800 м) сравнительно ограничены [24]. Здесь надо отметить весьма благоприятный фактор, что основные запасы угля в стране находятся на глубинах, освоенных технологией ПГУ.

При подсчете сырьевой базы необходимо учитывать, что технология ПГУ может быть применена в следующих условиях:

- на новых угольных месторождениях;

- отдельных участках эксплуатируемых месторождений, отработка которых традиционными способами нерентабельна;

- полях действующих шахт и разрезов с низкими технико-экономическими показателями, которые на очередном этапе могут быть ликвидированы, а оставшиеся запасы отработаны способом ПГУ;

- неотработанных запасов погашенных шахт и разрезов (потери по мощности, запасы в забросовых и глубокозалегающих блоках, околоствольные целики, запасы категории C_2 и др.).

Лабораторией ПГУ при ИГД им. А.А. Скочинского рассмотрены все угольные месторождения и определены запасы для отработки скважинной технологией. Условно выделено три группы месторождений: I - пригодные для ПГУ; II - условно пригодные, но требующие постановки предварительных исследований и устранения влияния гидрогеологических условий на процесс газификации; III - пригодные для ПГУ в перспективе.

По первой группе выявлено 28 месторождений с запасом 11 млрд т, во второй - около 100 месторождений с запасами 40 млрд т. На рассмотренных запасах можно построить 68 - 78 станций ПГУ с общей производительностью 34 - 40 млн т у.т.

В целом запасы, пригодные для ПГУ, составляют более 28% числящихся на балансе. Такая сырьевая база позволяет ежегодно вырабатывать газ, эквивалентный по энергии 50 - 60 млн т у.т. [25]. Необходимо отметить, что запасы для ПГУ будут возрастать по мере совершенствования технологии, а также за счет разведки новых и наличия забалансовых угольных месторождений. Сырьевая база ПГУ позволяет создать газовую индустрию по производству энергоносителей и жидкого топлива, компенсирующую выбывание шахт и разрезов по мере отработки своих запасов.

Глава 3

ЗАГРЯЗНЕНИЕ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В ПРОЦЕССЕ ПОЛУЧЕНИЯ ГАЗА ПГУ

3.1. Состав газа ПГУ

На состав газа при подземной газификации большое влияние оказывает исходный материал газифицируемого угля. Уголь является полезным ископаемым, образовавшимся преимущественно из растительного материала. В формировании углей наблюдается несколько последовательных фаз превращения исходного материала, именно: из растений - в торф, из торфа - в бурый уголь, из бурого угля - в каменный, из каменного - в антрацит. В процессе превращения исходного материала происходит разложение ряда ранее существовавших химических соединений и формирование новых веществ.

В углеобразовании участвуют все главные составные части растений - лигнин, целлюлоза и белки. С изменением растительного органического материала в период торфообразования синтезируются новые органические вещества, получающиеся из промежуточных продуктов распада указанных органических соединений. Большинство ископаемых углей образовалось из перечисленных главных составных частей растений [26].

Основной элементный состав углей представлен углеродом, водородом и кислородом, присутствует также небольшое количество азота и серы. Содержание углерода увеличивается со степенью углефикации - от 65% для мягких бурых углей до 90% для антрацитов, а содержание кислорода (от 30 до 2%) и водорода (от 8 до менее 4%) снижается. Содержание азота и серы зависит от стадии углефикации и составляет соответственно 0,5 - 2% и 0,5 - 3%. Эти цифры относятся к органической массе угля, то есть высушенной и свободной от золы [27].

Большое влияние на процесс газификации оказывает количество и состав минеральных компонентов (золы), содержание влаги и летучих веществ. Здесь имеются различия не только по маркам угля, но и в пределах одного пласта.

Состав углей исключительно сложен, что объясняется сложностью исходного материала и характером биохимических и физико-химических изменений его в процессе формирования углей. Направление и характер этих изменений зависят от условий превращения исходного органического материала. Так, бурые угли состоят из битумов, гуминовых кислот и остаточного угля. Битумы представлены растительными и смоляными частицами, которые можно выделять из угля растворителями, выход смол при нагревании бурых углей в основном зависит от содержания битумов. Гуминовые кислоты растворимы в едких щелочах, остаточный уголь этим свойством не обладает. В отличие от бурых углей, каменные практически не содержат карбоксильных групп и поэтому не растворимы в щелочах [1].

Уголь, содержащий горючие компоненты и ценные органические соединения, продолжительное время служил источником энергии и химического сырья. Одним из эффективных способов переработки угля для получения нужных продуктов в виде газа является технология газификации.

Газификация угля - это сложный термохимический процесс превращения материнского вещества каменного или бурого угля в смесь газов. Газифицирующими агентами могут быть воздух, кислород, водяной пар, диоксид углерода, водород, а также различные смеси этих

веществ. Газификация угольных пластов в подземных условиях (в канале подземного газогенератора) происходит по тем же химическим реакциям, которые характерны для наземных газогенераторов [14].

Выход и состав летучих продуктов, получаемых в подземных газогенераторах, зависят от природы газифицируемого угля (элементного и петрографического состава, степени метаморфизма, содержания и природы минеральных примесей), состава дутья (воздух, кислород, водяной пар, диоксид углерода или их смеси), условий термической переработки (температура, давление, приток воды, потери газа в недрах).

При значительных отличиях в условиях газификации угля в наземных и подземных газогенераторах, газ образуется по одним и тем же химическим реакциям, что позволяет провести по составу газов определенную аналогию и использовать большой опыт по обработке газов, накопленный в коксохимической промышленности.

Выход газа, его состав и теплота сгорания изменяются в зависимости от того, что используется в качестве дутья. Выбор типа дутья определяется назначением газа. Если целью является приготовление водяного газа для органического синтеза или газа с высокой теплотой сгорания для транспортирования, то следует пользоваться парокислородным дутьем, так как в этом случае в газе отсутствует балласт. Применение других вариантов дутья приводит к получению газа, содержащего 40 - 47% азота. Однако при использовании парокислородного дутья требуется сооружение цеха разделения воздуха большей производительности (на 1 м³ неочищенного газа требуется 0,25 - 0,35 чистого кислорода и 0,3 - 0,8 кг пара) [3].

Газификация на воздушном дутье. В процессе продолжительной эксплуатации станций "Подземгаз" при использовании воздушного дутья получают газ определенного состава (табл. 3.1).

Газификация на паровоздушном дутье. Установлено, что добавлять водяной пар целесообразно только на достаточно осушенных угольных пластах. Такой эксперимент проводили на газогенераторе N 1 Южно-Абинской станции "Подземгаз", который в отличие от остальных газогенераторов был наиболее сухим. На различных стадиях выгазовывания угольного пласта на этом газогенераторе к нагретому воздуху добавляли 150 - 200 т/м³ водяного пара.

В табл. 3.2 показаны результаты двух экспериментов, осуществленных на паровоздушном дутье.

Т а б л и ц а 3.1

Характеристика состава газа ПГУ

Состав газа, % (объемы)	Станции "Подземгаз"	
	Ангренская (бурые угли)	Южно-Абинская (каменные угли)
CO ₂	17,2 - 20,0	11,8 - 9,5
N ₂	58,0 - 42,7	59,4 - 54,2
O ₂	0,3 - 0,4	0,2
H ₂ S	0,4 - 0,5	0,02 - 0,06
C _m H _n	0,2 - 0,4	0,4
CH ₄	1,8 - 1,9	1,9 - 2,6
CO	4,5 - 7,5	12,3 - 16,2
H ₂	17,6 - 19,6	14,0 - 15,0
Теплота сгорания Q _н , МДж/м ³	3,1 - 3,5	3,69 - 4,2

Т а б л и ц а 3.2

Состав газа на паровоздушном дутье, %

Сутки	CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	H ₂ S	C _n H _m	O ₂	Q _н , МДж/м ³
1*	3,2	29,4	9,6	1,9	55,5	0,02	0,1	0,2	5,17
2	4,4	31,8	17,1	2,1	44,3	0,02	0,1	0,2	6,21
3	5,2	30,3	17,3	2,0	45,0	0,02	0,1	0,2	5,96
4	5,6	28,7	18,4	2,1	44,9	0,02	0,1	0,2	6,49
5	5,0	29,8	16,3	1,8	46,3	0,02	0,1	0,2	5,81

* Газифицирование на воздушном дутье

После добавки пара к воздушному дутью концентрация водорода и диоксида углерода возрастает. Кроме того, увеличивается содержание метана. Вероятно, при добавке водяного пара интенсифицируются реакции его восстановления и гидрирования С и СО. Кроме того, как было установлено в данном эксперименте, повышается теплота сгорания газа в 1,62 раза.

Применение дутья, обогащенного кислородом. Этот способ испытан на Лисичанской станции. Содержание кислорода в дутье изменялось от 25 до 38%.

При этом установлено, что применение обогащенного кислородом воздуха в диапазоне 21 - 27% не может существенно влиять на состав и теплоту сгорания газа и лишь при повышении концентрации кислорода в дутье до 35 - 38% незначительно изменяется состав и повышается теплота сгорания газа в 1,7 - 1,8 раза. С целью получения газа повышенной теплоты сгорания с высоким содержанием водорода и оксида углерода, необходимых для химического синтеза, проводились впервые на Горловской станции ВНИИподземгазом и ИГИ АН СССР на Подмосковной и Лисичанской станциях опытные работы по ПГУ на дутье, обогащенном кислородом с добавкой пара. Характеристика состава полученного газа приведена в табл. 3.3.

Полученные газы подземной газификации угля содержат оксид и диоксид углерода, метан, водяной пар, азот, а также в небольших количествах сероводород и непредельные углеводороды. В целом газ ПГУ является токсичным и взрывоопасным (табл. 3.4) и негативно воздействует на среду и организм человека.

Т а б л и ц а 3.3

Влияние содержания кислорода и пара в дутье на состав получаемого газа

Концентрация O ₂ в дутье, %	Количество добавляемого пара, г/м ³	Состав газа, %								Теплота сгорания, МДж/м ³
		H ₂ S	CO ₂	C _m H _n	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	
60	200	3,1	24,3	0,2	0,2	20,3	31,1	2,2	18,6	7,57
60	200	2,7	29,3	0,3	0,1	19,9	35,8	1,7	16,2	7,82
65	500	3,1	25,1	0,4	0,2	19,4	34,1	1,7	16,0	7,73
70	400	3,3	31,0	0,4	0,2	12,8	35,9	1,9	14,5	7,21

Таблица 3.4

Характеристика основных компонентов газа ПГУ

Компонент	Содержание при дутье, %		ПДК в воздухе рабочих помещений	ПДК в атмосфере населенных пунктов, мг/м ³		Класс опасности	Предел взрываемости, %	ПДК в стоках
	кислородном	воздушном		разовая	средняя			
Газ ПГУ	100,0		-	-	-	3	8 - 74	-
В том числе:								
CO ₂	6,0	22,0	0,5 %			4	-	
CO	25,0	7,0	2 мг/м ³	5,0	3,0	4	12,5 - 74	
H ₂	42,0	9,0				2	4,15 - 75	-
CH ₄	2,0	0,5				1	4 - 14	-
NH ₃	0,01	0,15	20 мг/м ³	0,2	0,04	4		-
H ₂ S	0,005	0,2	10 мг/м ³	-	-	2	4,3 - 45,5	-
N ₂	21,0	47,0	-	-	-	1	-	-
Бенз(а)пирен	-	-	-	-	0,0001	1	-	-
Смола, фенолы	0,001	1,0	0,3 %	0,01	0,0003	2	-	1000
Вода	4,0	13,0						
Конденсат, фенолы	100,0	1,0	0,3 %	0,01	0,0003	2	-	1000
Аммиак			2,0 %	0,2	0,04			
Смола, нефтепродукты								100
Бензол								
Толуол								
Пиридиновые основания			5,0 %	0,08	0,08			

Вредные компоненты газа могут оказаться как в приземной атмосфере, так и в производственных помещениях станций. С целью оперативного контроля состояния атмосферы промплощадки, производственных помещений и расположенных рядом населенных пунктов устанавливаются предельно допустимые концентрации вредного вещества (ПДК). ПДК называется такое содержание вредного вещества в воздухе, которое при ежедневном воздействии в течение неограниченного времени не может вызвать у человека каких-либо патологических изменений или заболеваний. ПДК в воздухе населенных мест установлена для максимального разового и среднесуточного значений. Для воздуха производственных помещений устанавливается только норма максимально-разовой концентрации, которая выше, чем ПДК для воздуха населенных мест.

Как видно из табл. 3.4, некоторые газы (H_2 , CH_4 , H_2S) имеют низкий нижний предел взрываемости - 4% и требуют строгого контроля за их содержанием в помещениях станций.

Газовая смесь с температурой 200 - 250 °С, выходя на поверхность из подземного газогенератора, содержит 150 - 300 г/м³ влаги. После прохождения на поверхности котлов-утилизаторов, холодильников, электрофильтров, из газа выпадает конденсат, представляющий собой смесь воды и сложных химических соединений. В состав конденсата входят фенолы, аммиак, углекислота, цианиды, роданиды, пиридиновые основания и другие химические продукты. Фенолы, аммиак относятся к весьма токсичным веществам, хорошо растворимым в воде, которые загрязняют водоемы при сбрасывании туда неочищенного конденсата. Цианиды, роданиды, пиридиновые основания, попадая вместе с конденсатом в почву или водоемы, также являются интенсивными загрязнителями окружающей среды.

Кроме того, в газе содержится ряд механических примесей в виде пыли и смолы. Пыль в газе представлена несгоревшими частицами угля и золой, а смола различными фракциями углеводородов.

Так, на Ангренской станции "Подземгаз" вырабатываемый газ содержит пыли - 0,3 - 0,5 г/см³ сухого газа, а смолы - 0,3 - 1,3 г/см³ сухого газа.

По данным СКТБ "Природа" при Кемеровском политехническом институте, в смоле газа Южно-Абинской станции "Подземгаз" имеются: асфальтены - 72,3%; пиридиновые основания - 1,7%; нафталин - 9,3%; элементарный состав смолы следующий: С - 70,08; Н - 6,14; S - 0,63% по весу.

Установлено, что смола в натуральном виде обладает канцерогенными свойствами.

Таким образом, токсичные компоненты газа ПГУ в случае попадания на почву, в помещения, воздушный или водный бассейны, оказывают негативное воздействие на окружающую среду и могут нанести вред природе и здоровью человека (рис. 3.1).

3.2. Оценка напряженно-статического состояния геологического массива горных пород как объекта для бурения скважин и строительства станций ПГУ

При разработке месторождений геотехнологическим способом человек активно воздействует на массив горных пород. В период разведки и эксплуатации бурят большое количество скважин различной глубины и диаметра, при строительстве на поверхности горного массива возводят многочисленные здания и сооружения, а при эксплуатации вынимают (выгазовывают) большие объемы полезного ископаемого. В этих условиях для эффективной и безопасной разработки месторождений необходима информация о состоянии горных пород и массива в целом как в начале работы, так и при эксплуатации. Таким образом, начальное или исходное состояние массива горных пород постепенно претерпевает изменения и в период эксплуатации значительно отличается от первоначального.

Массив горных пород обычно имеет сложную блочную конструкцию, где пласты породы и угля в различных точках геотехнического пространства находятся под действием гравитационных и тектонических силовых полей (рис. 3.2).

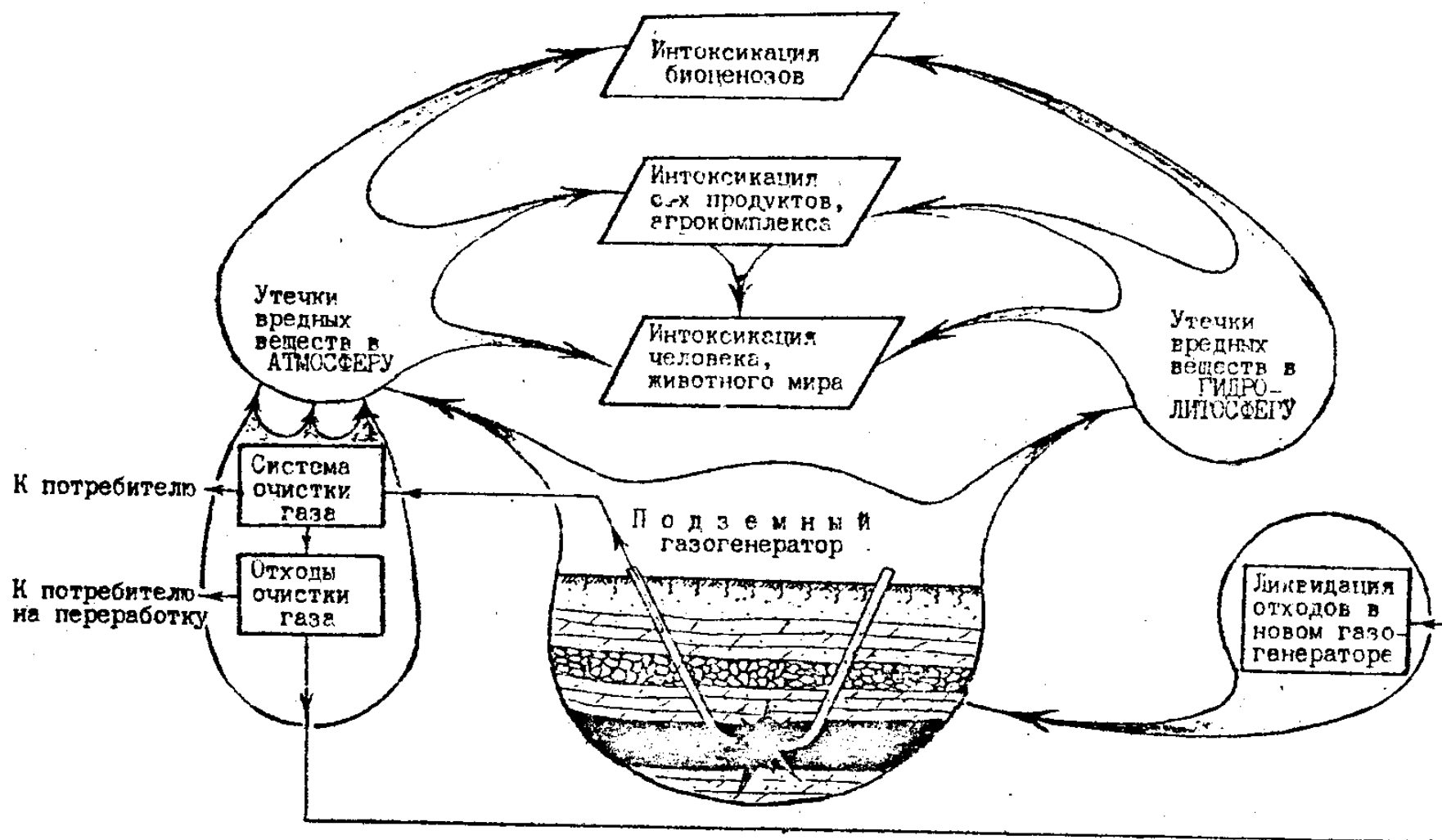


Рис. 3.1. Источники и объекты загрязнений при подземной газификации углей

В горном отводе массив может иметь спокойное залегание или быть собранным в складки, или разбитым на отдельные мелкие или крупные блоки различным количеством дизъюнктивных нарушений. Следует отметить, что в связи с интенсивной отработкой наиболее благоприятных угольных месторождений в эксплуатацию вовлекаются все более нарушенные месторождения и отдельные участки со сложными горно-геологическими условиями залегания угольных пластов.

В результате тектонических движений земной коры происходят вертикальные колебательные движения больших участков в литосфере, ее поднятие и опускание; тектонические силы собирают пласты породы и угля в складки, образуя трещины и разломы, по которым могут смещаться участки земной коры. В местах сжатия и сдвига, кроме гравитационных сил, возникают горизонтальные напряжения, в отдельных случаях превышающие вертикальные; сложные тектонические процессы обуславливают наличие в массиве напряженных зон, прилегающих к местам развивающихся разрывов разных амплитуд, а также формируют участки с повышенными нагрузками и разгруженные зоны.

Бурение в напряженном массиве большого числа скважин различного диаметра и выемка (выгазовывание) угля вовлекают в процессы сдвижения большие массы породы, что вызывают интенсивное перераспределение напряжений в окружающих выработку горных породах. Накопленная потенциальная энергия на отдельных участках высвобождается за короткий промежуток времени в широком диапазоне интенсивности от небольших толчков горных ударов до слабого землетрясения. В процессе динамического явления происходит разрушение отдельных напряженных участков породы, а также возможны случаи срезания тектонических скважин, повреждение поверхностных трубопроводных сетей, зданий и сооружений. Таким образом, возникает необходимость учитывать напряженное состояние массива горных пород при проектировании нового предприятия, а также предусматривать воздействие горных работ на здания и сооружения.

Ведение горных работ в напряженном массиве вызывает изменения физических, акустических, электромагнитных, теплофизических свойств горных пород, на чем и основаны геофизические методы изучения их свойств и состояния. В настоящее время, в зависимости от поставленных целей, широко применяют электрические, магнитные, радиоволновые, акустические, теплофизические методы оценки напряженно-деформированного состояния массива горных пород. В каждом конкретном случае учитывают и определяют изменения электрических и магнитных свойств, скоростей распространения волн, теплопроводности или удельного теплового сопротивления в породном массиве [27].

Головной организацией по использованию геофизических методов для контроля за напряженным состоянием пород и пластов угля в горном массиве является Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела (ВНИМИ). Здесь предложено и разработано аппаратное оформление эффективных способов геоконтроля.

Метод электромагнитного зондирования использует зависимость удельного электрического сопротивления пород от концентрации напряжений в зоне опорного давления. Для зондирования применяют аппаратуру БГ-10 и ЕГ-6М.

Бесскважинный сейсмический метод основан на изменении распространения скорости упругих волн в диапазоне частот от 100 Гц до 50 кГц. Разработаны цифровые сейсмические станции ЕГ-4 и ЕГ-12.

Метод естественной акустической эмиссии регистрирует импульсы упругих колебаний, излучаемых при образовании и росте трещин под действием опорного давления. Измерения на основе акустической эмиссии ведут прибором СБ-32.

Метод естественного электромагнитного излучения использует эффект электризации горных пород при воздействии на них механических нагрузок. Для измерений применяют приборы ЕГ-9 или ЕГ-6М.

Во ВНИМИ предложен, разработан и прошел практическую проверку региональный метод прогноза горных ударов по месту их возникновения для угольных и рудных месторождений. Метод может оценивать напряженно-деформированное состояние горного массива на большой площади до глубины 1800 м и при этом определять область проявления ударов горнотектонического типа, область влияния рельефа и тектонических зон, области влияния слоистости пород, а также разгрузки и пригрузки. Таким образом метод позволяет выявлять истинное состояние горного массива и контролировать его изменение в геопространстве и времени.

В итоге необходимо отметить, что разработанные способы контроля за геологической средой позволяют выявить зоны разломов и тектонических нарушений, определить вертикальные и горизонтальные составляющие усилий литостатического и тектонического характера, прогнозировать реакцию горного массива на выгазовывание пласта, влекущего за собой нарушение естественного равновесия покрывающих пород, контролировать продвижение фронта горения пласта и, как следствие, размещать здания, сооружения, оборудование, трубопроводы на поверхности таким образом, чтобы воздействие горного массива на инженерные сооружения станций "Подземгаз" были минимальными.

3.3. Загрязнение окружающей среды при бурении скважин

Бурение скважин при разработке месторождений геотехнологическими способами проводится в две стадии: первая - разведка месторождения и вторая - бурение скважин в период строительства газогенератора. Обычно при детальной разведке месторождение разбуривается по сетке 200×200 м, а в газогенераторе расстояние между скважинами изменяется в диапазоне 30×30 м или 30×50 м. В последнем случае проводят вертикальные, наклонно-горизонтальные и вертикально-горизонтальные скважины с различным воздействием на горный массив. Геологоразведочные и геотехнологические скважины имеют различную длину и конструкцию (рис. 3.3).

При бурении происходит загрязнение почвы, водосливов и атмосферы. Негативный процесс начинается с прокладки дорог и размещения буровых площадок, устройства отстойников и зумпфов. Результатом воздействия может быть снижение продуктивности почвы, загрязнение поверхностных и подземных вод. Подъездные дороги и буровые площадки должны располагаться на малопродуктивных землях и планироваться таким образом, чтобы иметь минимальную длину.

Паспорт проведения скважин должен включать изоляцию подземных вод от поверхностных и грунтовых. Применяемые для бурения скважины промывочные жидкости и химические реагенты подбирают и подготавливают в соответствии с санитарными нормами и утвержденными инструкциями. Промывочные жидкости, обработанные химическими реагентами, должны проходить очистку и снова использоваться в цикле бурения.

Для защиты почвы, подземных и наземных вод рекомендуется применять оборудование (превенторы) для герметического перекрытия устья буровой скважины, с помощью которого предотвращается попадание на поверхность отработанных рабочих реагентов; очистку раствора от шлама, штыба производить в гидроциклонах, отстойниках.

Загрязнение подземных вод и земной поверхности снижается при использовании сжатого воздуха в технологии бурения скважин, в этом случае исключается попадание в ствол пены, эмульсий, глинистого раствора, химреагентов, а разрушенные породы поднимают сжатым воздухом на поверхность, где собирают в емкости и вывозят в специальные отвалы.

Определенную опасность для окружающей среды представляет попадание горючесмазочных материалов в почву возле буровых агрегатов. После завершения буровых работ и эксплуатации подземного газогенератора проводят тщательную рекультивацию земли а также:

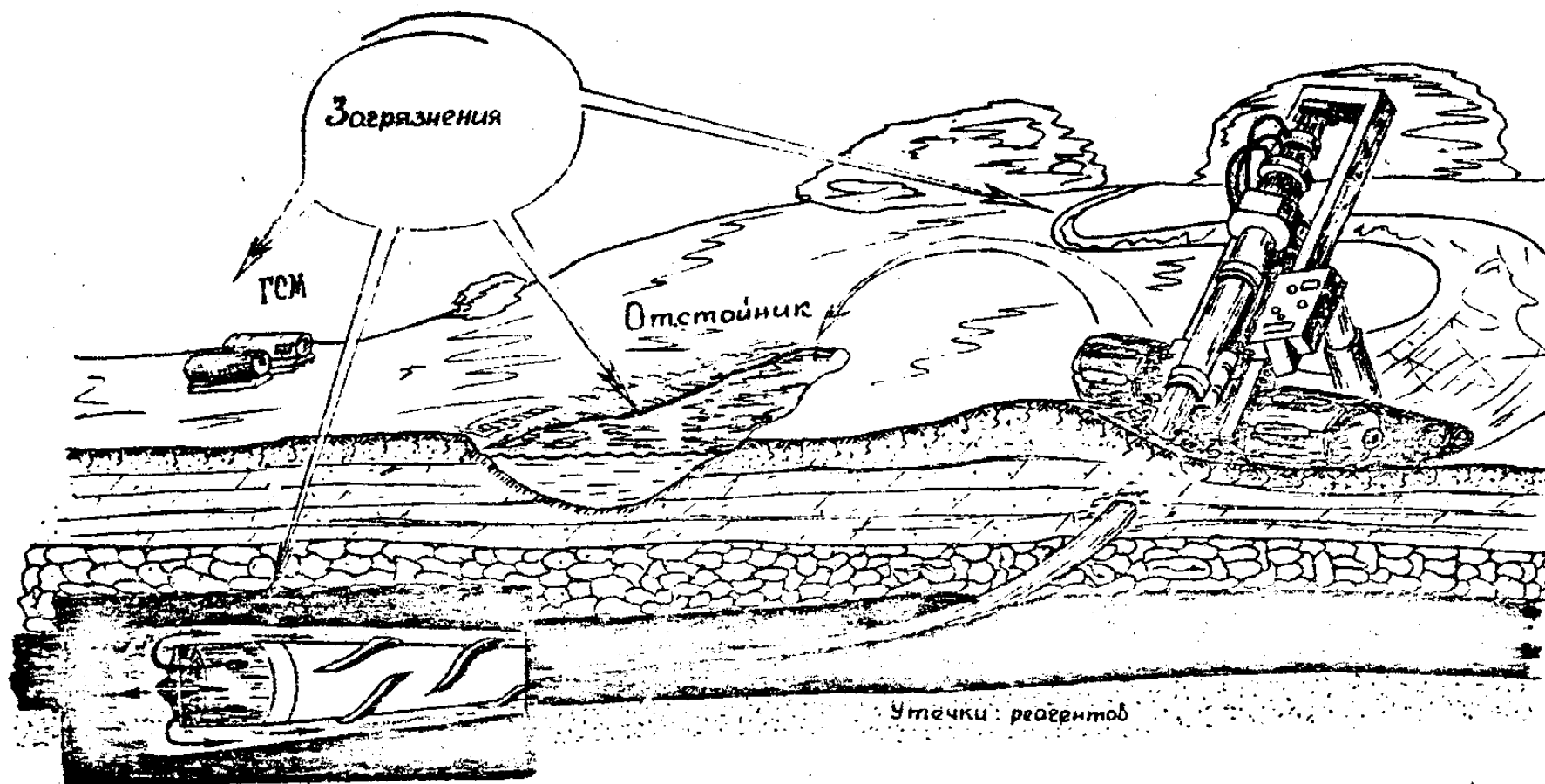


Рис. 3.3. Загрязнение окружающей среды при бурении скважин

ликвидируют устье скважины и производят ее тампонаж;
убирают фундамент после демонтажа бурового оборудования;
засыпают отстойники, ямы, шурфы;

ликвидируют загрязнение почвы горючесмазочными и другими вредными для почвы и растительного покрова материалами;

ликвидируют площадку и наносят ранее снятый плодородный слой.

У кондуктора отработанной скважины проводят шурф с примерными размерами 1×1×1 м. Обнажив обсадную трубу, убирают цементное кольцо и срезают металлическую трубу на расстоянии 0,8 м от поверхности земли и закрывают устье скважины металлической крышкой. При отсутствии труб устье перекрывают бетонной плитой размером 0,8×0,8×(0,1-0,2) и затем шурф засыпают землей.

Специализированным организациям, производящим бурение скважин, рекомендуется разработать перспективные и годовые планы мероприятий по охране окружающей среды. В планах предусматривается применение типового оборудования и организационные мероприятия, позволяющие свести к минимуму экономический ущерб от бурения геолого-разведочных и геотехнологических скважин.

Определенный интерес представляет технология утилизации производственных отходов бурения, разработанная Северо-Кавказским научно-исследовательским институтом природных газов. Предусматривается использование отходов в качестве мелиорантов, улучшающих структуру почв.

Буровые отходы равномерно распределяют по всей рекультивируемой площади. Для высушивания отходов их периодически перемешивают с потенциально плодородным слоем. После сушки отходов на рекультивируемую площадь наносится плодородный слой почвы. Для снижения pH и улучшения пищевого режима почв при биологической рекультивации вносят физиологически кислые минеральные удобрения. Биологический этап рекультивации по данной технологии включает посев сельскохозяйственных культур, предусмотренных системой севооборота.

Разработанная технология утилизации производственных отходов бурения предотвращает загрязнение окружающей среды, на 15 - 20% увеличивает содержание водопрочных агрегатов в почве и на 10 - 12% - урожайность сельскохозяйственных культур.

В заключение следует отметить, что в стране нет специальной техники для бурения геотехнологических скважин. Проведение геотехнологических скважин с минимальным воздействием на окружающую среду требует создания высокопроизводительных самоходных буровых установок, различного самоходного оборудования для обустройства скважин, позволяющего бурить скважины различного диаметра и длины и утилизировать все вредные отходы.

3.4. Деформация дневной поверхности

В результате выгазовывания угольного пласта образуется выработанное пространство, обнажаются породы почвы и кровли, которые к тому же подвергаются воздействию высоких температур. Как и при шахтной выемке, эти работы вызывают деформацию пород кровли. В результате происходит обрушение вмещающих пласт пород. Изменения в горном массиве оказывают воздействие на поверхность, которая оседает на различную глубину, на состояние технологических скважин, которые испытывают повышенные нагрузки, и могут преждевременно выходить из строя, на технологический процесс выгазовывания пласта, где увеличение трещиноватости массива может привести к большим утечкам газа и повышению водопритока в подземный газогенератор. Оседание поверхности вызывает негативное воздействие на окружающую среду и может привести к заболачиванию местности или излишнему

осушению плодородного слоя и резкому снижению урожайности сельскохозяйственных культур на подрабатываемых площадях.

Вопросы сдвижения горных пород и земной поверхности подробно изучали на Подмосковной, Шатской, Лисичанской и действующих Ангренской и Южно-Абинской станциях "Подземгаз". Охвачен широкий диапазон горно-геологических условий, включающий отработку тонких и мощных пластов с углом падения от горизонтальных до крутопадающих. В процессе выгазовывания пологих и крутых пластов ставилась задача изучить следующие вопросы:

- установление основных параметров и закономерностей сдвижения горных пород и земной поверхности;

- определение механизма поведения породного массива при выгазовывании угольного пласта;

- установление влияния сдвижения горных пород на устойчивость обсадных колонн технологических скважин [27].

Исследование проводили кандидаты технических наук Г.В. Орлов, В.К. Капралов, В.Н. Казак и другие как в натурных условиях, так и на моделях с проведением сравнения с шахтной разработкой.

В процессе выгазовывания пластов наблюдали за сдвижением реперов, обследовали обсадные колонны нарушенных технологических скважин подземных газогенераторов, наблюдали за провалом земной поверхности над подземным газогенератором, изучали влияние оставления зольного остатка угля в недрах. В процессе наблюдения выявлены скорости и величины оседания поверхности и кривизны мульды оседаний земной поверхности [27]. Большая работа проделана по моделированию процесса и сравнению результатов с практическими работами. Многочисленные наблюдения показали, что расположение вертикальных и горизонтальных сдвижений, деформаций, точек прогиба краевых оседаний земной поверхности над выгазованными газогенераторами и лавами имеет один и тот же характер [27].

Приведенная на **рис.3.4** схема сдвижения массива пород при очистной выемке с определенной степенью вероятности может характеризовать процесс развития сдвижения горных пород пологопадающего пласта при их подработке от выгазованного пространства до земной поверхности. В толще массива от выработанного пространства можно выделить три зоны, характеризующиеся разной степенью нарушенности горных пород: обрушения, прогиба с нарушением сплошности слоев в виде трещин и плавного прогиба без нарушения сплошности слоев [23].

Вероятность достижения земной поверхности зоной деформации пород с разрывом сплошности зависит от размеров обнажения кровли угольного пласта в процессе газификации, мощности отрабатываемого пласта, глубины залегания, угла падения и физико-механических характеристик пород.

Бурением контрольных скважин с отбором керна на выгазованное пространство установлены в толще пород зоны с различной степенью деформации. Так, зона беспорядочного обрушения пород распространялась на высоту (1,5 - 1,6)m, (I_m - мощность выгазованного пласта с учетом зольного остатка), а зона деформации пород, при которых происходит полное поглощение при бурении скважин, составила (5,5 - 6,6)m. Деформация пород с разрывом сплошности, при которых отмечалось временное полное поглощение промывочной жидкости, зафиксированы над выгазованным пространством на расстоянии (14,4 - 15,0)m.

Приведенные данные дают представление о высоте развития зон деформации пород с разрывом сплошности над выгазованным пространством. Изучение структуры выгазованного пространства показало, что большая часть его заполнена породами кровли угольного пласта. Мощность золы и шлаков составила в основном 10 - 16% выгазованной мощности пласта.

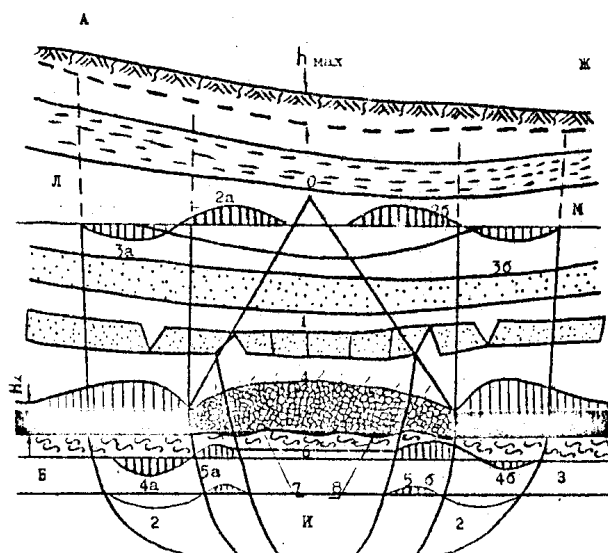


Рис. 3.4. Схема сдвижений пород при выгазовывании пласта:

1 - зона полных сдвижений; 2а, б - зона наибольшего прогиба; 3а, б - зона сжатия пород; 4 - зона обрушения; 4а, б - зоны опорного давления; 5а, б - зоны неравномерных поднятий; 6 - зона разгрузки; 7 - пучение; 8 - зольный остаток пласта; h_{max} - наибольшая величина оседания земной поверхности; АЛБНЗМЖ - контур влияния горной выработки

Необходимо учитывать фактор увеличения объема пород при высоких температурах, где происходит процесс самозаполнения выгазованного пространства. Для этого требуется спущенных слоев пород меньше, чем той или иной породы, не подверженной влиянию высоких температур, или породы, не изменяющейся в объеме при высоких температурах. Многочисленные наблюдения показали, что породы кровли в подземном газогенераторе деформируются в основном в результате горного давления и температурного фактора. Таким образом, из-за обрушения пород в подземном газогенераторе возможна деформация земной поверхности, величина и интенсивность которой зависит от большого числа горно-геологических и горно-технических факторов. Так, максимальное оседание поверхности газогенератора при газификации пласта 3 - 6 м и глубине разработки 140 м составляет 1700 мм, то есть 56 - 28% от мощности газифицируемого пласта [27].

Продолжительный опыт выгазовывания пласта Ангренской станцией мощностью 1,6 - 22 м на глубине 110 - 200 м показал, что ландшафт и плодородный слой почвы фактически не нарушается, земля после обработки газогенератора может без рекультивации использоваться для сельскохозяйственных нужд.

Сотрудники лаборатории "Подземгаз" ИГД им. А.А. Скочинского предложили формулу, определяющую возможность выгазовывания одиночных пластов без нарушения земной поверхности в виде провалов и трещин для пластов пологого и наклонного залегания:

$$H_6 = n \cdot m \text{ при } H_6 < H,$$

где m - мощность выгазованного пласта, м;

H_6 - безопасная глубина газификации, м;

H - глубина залегания пласта, м;

n - эмпирический коэффициент, учитывающий развитие трещин в породах кровли пласта, по опыту изменяется от 7 до 15.

Установлены закономерности процесса сдвижения при подземной газификации угольных пластов в различных горно-геологических условиях, позволяющие расчетным способом с определенной вероятностью определять величины оседания земной поверхности.

Одним из эффективных мероприятий по охране поверхностных земель является закладка выработанного пространства. Однако нет опыта и разработанной технологии, которая могла бы быть экономически эффективной. При больших ожидаемых величинах оседания необходимо предусматривать рекультивационные работы на поверхности, а также засыпать и заливать глинистой пульпой провалы на земной поверхности.

Таким образом, процесс оседания земной поверхности при выгазовывании пласта происходит на меньшую величину, более растянут во времени и обычно не требует работ по рекультивации в сравнении с подземным способом отработки.

3.5. Загрязнение подземных вод продуктами ПГУ

Постоянный рост городов, объемов промышленного и сельскохозяйственного производства, широкая химизация сельского хозяйства являются причиной загрязнения поверхностных и подземных вод. Под влиянием человеческой деятельности идут процессы истощения запасов вод как в наземных водоемах, так и в подземных условиях горного массива. Подземные источники загрязняются посредством миграции воды из поверхностных водоемов, фильтрацией через грунт хвоста и шламонакопителей, сброса неочищенных вод в недра через скважины, фильтрацией загрязненных поверхностных стоков. Таким образом, водные ресурсы подлежат охране и являются ценным сырьем для планового развития целых регионов.

В подземном газогенераторе в процессе газификации угля образуются органические соединения, металлы и их оксиды, выделяющиеся из угля или из боковых пород. В выгазованном пространстве остается зольный остаток, смолы, различные соли и фенольные соединения, которые могут служить потенциальными источниками загрязнения подземных вод как в процессе газификации, так и после выгазовывания угля в газогенераторе. Установлено, что участие влаги, поступающей в реакционные каналы газогенераторов из угля, пород кровли и почвы пласта в виде приточных гравитационных вод, является одним из основных факторов, влияющих на процесс газификации. Избыточное количество влаги определяет низкотемпературное состояние реакционных каналов и служит одной из причин понижения теплоты сгорания полученного газа. Вредные вещества (смолы, фенолы, цианиды, роданиды и др.) образуются в процессе газификации в газогенераторе, попадают в подземные воды, фильтруясь переносятся водным потоком, и могут загрязнять водоносные горизонты на большом расстоянии от подземного газогенератора. Таким образом, для успешной эксплуатации подземных газогенераторов и соблюдения определенных экологических требований необходимо полное знание гидрологии участка, где намечается строительство станции "Подземгаз".

В трехмерной толще горных пород, представляющей реактор подземной газификации угля, необходимо изучить топографию, литологию, стратиграфию, структуру, геохимию, минералогию горных пород, определить количество водных горизонтов, их дебит и связь между собой, а также количество подземных вод и газов, движущихся в покрывающих пласт породах. Кроме того изучают гидравлическую систему потоков подземных вод, оценивают изменение химического состава воды или ее движение по участку, анализируют тектоническую нарушенность участка, наличие дизъюнктивных и илинативных нарушений, связанных с разрывами и трещинами, по которым могут происходить перетоки воды и движение газов.

В результате выгазовывания пласта в геологическом массиве образуются перемещающиеся зоны высоких температур (до 1800 - 2000°C), деформируются вмещающие пласты пород, изменяется гидрогеологический режим массива, образуется зольный остаток с большим количеством загрязняющих веществ (рис. 3.5). Следствие таких изменений - значительное увеличение притока подземных вод в газогенератор, где они контактируют с зольным остатком и газовой средой выгазованного пространства и при избыточном давлении образуется интенсивное загрязнение подземных вод вредными компонентами газификации угля.

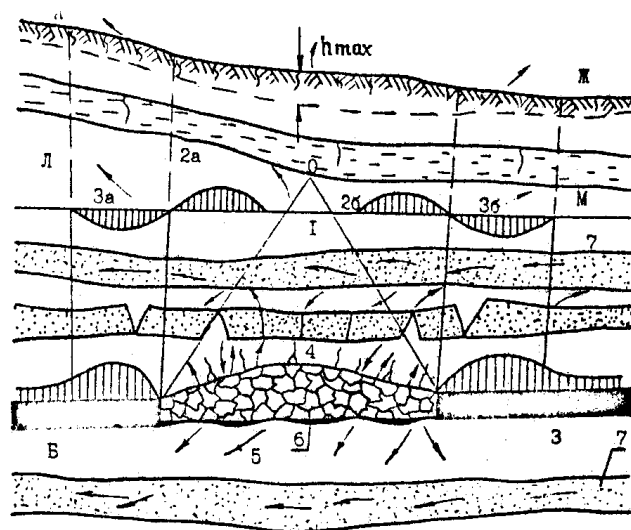


Рис. 3.5. Загрязнение подземных вод продуктами газификации угля:
 1 - зона полных сдвижений; 2а, б - зона наибольшего прогиба; 3а, б - зона сжатия пород; 4 - зона обрушения; 5 - пучение почвы; 6 - зольный остаток пласта; 7 - водоносные горизонты;
 $h_{\max}$ - наибольшая величина оседания земной поверхности; АЛЕЗМЖ - контур влияния горной выработки

На действующих станциях "Подземгаз" накоплен опыт по борьбе с загрязнением подземных вод вредными продуктами газификации. Технология ПГУ испытана в относительно простых (Ангренское буровое месторождение) и довольно сложных (Подмосковный угольный бассейн) гидрогеологических условиях. Процесс загрязнения подземных вод тесно связан с горно- и гидрогеологическими условиями залегания пласта; установлено, что глинистые породы в почве и кровле пласта служат благоприятным фактором и снижают до минимума воздействие подземной газификации на гидрогеологическую среду.

Сотрудниками лаборатории "Подземгаз" ИГД им. А.А. Скочинского выполнен прогноз загрязнения подземных вод в зависимости от гидрогеологических условий разрабатываемых месторождений.

На Ангренской станции угольный пласт изолирован от водоносного горизонта толщей каолинов и каолинизированных алевролитов, в целом породный массив имеет низкие фильтрационные свойства. Положительно влияет на снижение величины утечек газа водонасыщенность угленосного комплекта пород, создавая защитный экран на пути движения газов и жидкостей. В этих условиях в выгазованном пространстве содержание фенолов составляло от 0,004 до 0,39 мг/л. Отмечены случаи распространения фенолов в подземных водах на расстояние до 1,5 км, от места их образования.

На Подмосковной станции вследствие сильно трещиноватых пород в почве угольного пласта в верхней части отсутствовал гидравлический затвор, коэффициент фильтрации достигал 10 - 15 м/сут, а утечки газа составляли 30 - 40% и распространялись на расстояние до 3 км. Содержание фенолов в водоносном горизонте изменялось от 0,05 до 0,1 мг/л и в отдельных случаях достигало 1 мг/л. Выявлено, что фронт загрязнения подземных вод определяется общим направлением потока подземных вод и совпадает с областью распространения утечек газа, а величина утечек зависит от величины статического давления в газогенераторе и возрастает с увеличением площади выгазовывания.

Таким образом, содержание фенолов в подземных водах при ПГУ превышает допустимые концентрации и требует специальных мер по их очистке перед использованием или сбросом в водоем. В процессе газификации на горный массив действуют высокие температуры, избы-

точное статическое давление, что приводит к изменению в потоках подземных вод, увеличивает минерализацию, температуру и содержание металлов.

Наблюдение за загрязнением подземных вод на действующих станциях позволяет сделать вывод, что это один из основных факторов негативного воздействия технологии ПГУ, который требует тщательной оценки и разработки конкретных мероприятий для каждого угольного месторождения, разрабатываемого геотехнологическим способом.

В США проведен широкомасштабный эксперимент по изучению загрязнения подземных вод в процессе выгазовывания угольного пласта.

В связи с возрастающими требованиями по охране подземных вод одной из главных целей американского проекта "Роки Маунтин I" была демонстрация экологической безопасности работ по подземной газификации углей. Испытание было проведено для оценки двух вариантов технологии ПГУ, а также рассмотрения экологических вопросов, касающихся загрязнения подземных вод. Программа эксперимента предусматривала:

- разработку требований к охране окружающей среды;

- детальное исследование гидрогеологии выбранного участка до начала газификации;

- мониторинг эксперимента;

- вскрытие, прокачку воды через выгазованные полости и их охлаждение после завершения эксперимента;

- сбор, откачку, поверхностную обработку и поверхностный сброс подвергшейся воздействию воды;

- долгосрочное наблюдение за свойствами подземных вод [28].

Цели работ по очистке подземных вод в ходе эксперимента состояли в удалении подвергшейся воздействию газификации воды из выгазованной полости, обработке загрязненной воды для удаления примесей, возникших в результате газификации угля, а также сброс обработанной воды на поверхность земли. Выбранный подход к решению этих задач состоял в поддержании переноса загрязненных подземной газификацией вод в полости выгазованного пространства, где подземные воды можно собирать и сохранять, после чего загрязненные подземные воды из выгазованного пространства откачивали на поверхность, обрабатывали и сбрасывали на поверхность.

Система обработки подземных вод состоит из трех последовательных стадий, которые показаны на **рис. 3.6**. Масла выделяют из обрабатываемой воды в баке с помощью сил гравитации. Оставшиеся в воде масла удаляют затем в воздушном флотационном баке. Смолы и масла собирают и прокаливают. Затем воду прокачивают в системе флокуляции и окисления для удаления аммиака и тяжелых металлов из подземных вод.

Система флокуляции и окисления включает четыре блока: флокуляционную камеру, трубчатый отстойник, песочный фильтр, камерный отстойник. Во флокуляционной камере в подземные воды добавляют гидрооксид натрия, раствор хлора и полимер. Для осаждения тяжелых металлов и увеличения pH вводят гидрооксид натрия. В этом случае вследствие реакции гидроксида натрия образуется твердый осадок гидрооксидов металлов. Хлор реагирует с аммиаком с образованием азота и его оксидов. Для коагуляции твердых частиц и ускорения их осаждения применен полимер.

Из флокуляционной камеры подземные воды попадают в трубчатый отстойник, где твердые частицы осаждаются на дно бака. Затем они удаляются и прокаливаются. Дальнейшая стадия процесса двухступенчатая: фильтрация подземной воды под давлением для удаления оставшихся твердых частиц. В отстойном баке в профильтрованную воду добавляют серную кислоту для понижения pH перед сбросом воды на поверхность земли.

На конечной стадии обработки воды удаляют органические соединения посредством адсорбции углеродом, для чего они прокачивались через ряд углеродных абсорберных блоков и затем, перед сбросом на поверхность, собирались в баке сточных вод.

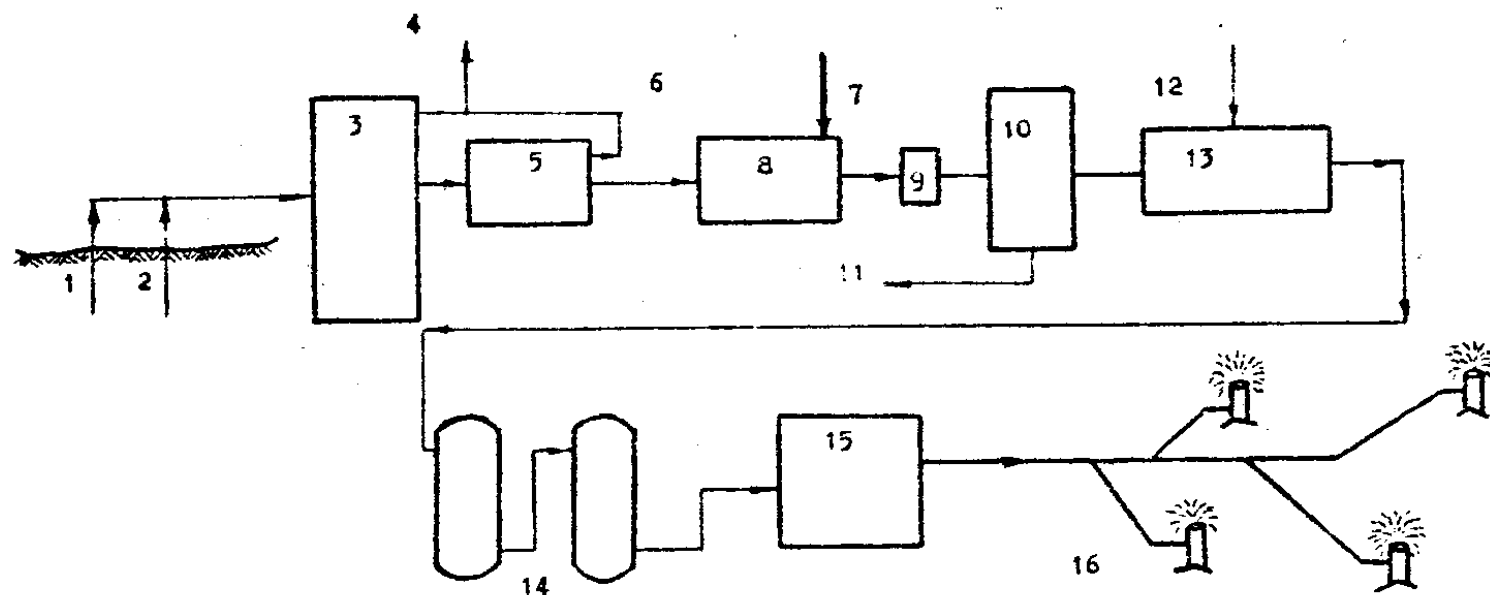


Рис. 3.6. Система обработки подземных вод в эксперименте "Роки Маунтин 1":

1 - КРИП - метод газификации с переносом точки подачи дутья; 2 - ЭЛВ - метод газификации с продолженной сбитой скважиной; 3 - бак разделения воды и масел; 4 - масла на прокаливание; 5 - бак воздушной флотации; 6 - хлор; 7 - гидроксид натрия и полимер; 8 - флокуляционная камера; 9 - фильтры; 10 - отстойный бассейн; 11 - осадок на прокаливание; 12 - серная кислота; 13 - осадительная камера; 14 - углеродные адсорберы; 15 - бак хранения обработанной воды; 16 - поверхность распыления воды

Обработанную и очищенную воду из подземного пространства сбрасывают на поверхность земли через сеть разбрызгивающих сопел. Эти сопла способствовали испарению воды путем разбрызгивания ее по большой поверхности земли. Часть воды при этом проникала в почву. Площадь сброса равнялась 4,45 га.

Результаты очистки загрязненных вод анализировали в двух аспектах. Рассматривали как накопление и сохранение загрязненной подземной воды, так и эффективность очистки. Установлено, что после откачки приблизительно 4872 м³ воды концентрация фенолов резко снижалась почти до порога чувствительности прибора, составляющего 0,020 мг/л. Такое же положение с аммиаком и бором. Концентрация аммиака, фенолов и бора в конце откачки подземных вод находились на уровне или ниже догазификационного периода. В отличие от фенолов концентрация общего органического вещества резко возрастала от откачки, а затем снижалась до уровней, отмеченных до начала газификации. Концентрации растворенных солей возрастали первоначально, а затем медленно падали аналогично поведению концентраций остальных веществ.

Мониторинг вод в полостях выгазованного пространства показал, что загрязненные подземные воды успешно собираются в полостях газификации. Таким образом большую часть загрязненной воды успешно собирают в полостях газификации. Таким образом большую часть загрязненной воды можно удалить из выгазованного пространства и тем самым сократить или исключить возможность загрязнения водоносного горизонта [28].

Анализ эффективности обработки подземных вод показал, что хлор активно действует при удалении аммиака, фенолы удаляются из подземных вод с помощью углеродных адсорберов.

Добавление в процессе очистки хлора, гидрооксида натрия и серной кислоты привело к повышению концентрации общих растворенных солей в обработанной воде по сравнению с подземной. Выявлено, что обработка подземных вод из выгазованного пространства с помощью фильтров и углеродистых адсорберов будет намного дешевле и окажет меньшее воздействие на окружающую среду.

По окончании эксперимента американскими специалистами сделаны следующие выводы:

загрязненные в процессе газификации угля подземные воды эффективно собираются и сохраняются в полостях выгазованного пространства;

в системе разделения вод и масел не наблюдалось масла; окисление с использованием хлора эффективно уменьшает

концентрацию аммиака в подземных водах. Концентрация аммиака в водах выгазованного пространства лишь слегка превышает предгазификационную. Аэрация с системой распыления воды достаточна для уменьшения концентраций аммиака в подземных водах для их сброса на поверхность;

углеродная адсорбция эффективно снижает концентрации фенолов в подземных водах и менее эффективно удаляет из них общий органический углерод;

подземные воды не содержат заметных количеств тяжелых металлов, поэтому добавление гидрооксидов натрия не уменьшало растворенных в водах металлов, но этот процесс привел к увеличению концентрации натрия в обработанной воде;

бор оказался единственным неорганическим загрязнителем, концентрация которого существенно увеличилась - выше концентраций до начала газификации. Его концентрацию система очистки подземных вод снизить оказалась не в состоянии;

добавление в подземные воды хлора, серной кислоты и гидрооксида натрия увеличило общую концентрацию растворенных солей в обработанной воде, что вызвало большее их осаждение на почве;

если потребуется вторичная обработка подземных вод из выгазованного пространства и качество подземных вод окажется таким же или лучшим, рекомендовано в системе очистки использовать только систему адсорбции углеродом и распыление с испарением вод на поверхности земли.

Большой практический опыт работы отечественных станций "Подземгаз" и широкомаштабные эксперименты, проведенные за рубежом, позволяют наметить практические мероприятия, устраняющие негативное воздействие технологии ПГУ на подземные воды. Основными из них являются:

- правильный выбор угольного месторождения по установленным критериям, учитывающий большой отечественный и зарубежный опыт;

- применение конструкций газогенераторов, обеспечивающих сохранность технологических скважин при выгазовывании пласта;

- поддержание оптимального давления в газогенераторе, учитывающий глубину залегания пласта, газопроницаемость проникающих пород, применение вакуумно-нагнетательного способа;

- предварительное осушение угольного пласта; оставление предохранительных целиков (у выходов на поверхность, геологических нарушений, между газогенераторами);

- строительство заградительных завес, изолирующих проницаемые породы нагнетанием глинисто-цементной или песчано-цементной смесей, применение газодренажных завес для снижения объема утечек газа;

- предусмотрение водоотливных скважин для откачки воды из газогенератора после окончания газификации с последующей очисткой ее на поверхности;

- закладка выгазованных площадей отработанных газогенераторов нагнетанием глинисто-песчаной, глинистогравийной или глинисто-шлаковой смесей;

- снижение температуры пород в подземном газогенераторе в отработанной части прокачкой воды или воздуха с утилизацией остаточного тепла;

- тампонирование отработанных скважин цементацией и извлечение обсадных труб.

В определенных гидрогеологических условиях зараженные воды из подземного газогенератора в процессе фильтрации по породам различного химического состава проходят полное самоочищение или значительно снижают величину первоначального загрязнения.

Здесь рассмотрена только часть технологических решений по очистке загрязненных вод. Не вызывает сомнения тот факт, что в период более широкого строительства и эксплуатации станций "Подземгаз" будут найдены эффективные меры и по очистке загрязненных вод и по исключению заражения подземных вод вредными веществами газификации.

Опыт работы отечественных станций и эксперименты, проведенные за рубежом, дают возможность сделать вывод, что при учете всех сложных факторов, действующих при загрязнении подземных вод, существуют определенные технические условия, позволяющие разрабатывать угольные месторождения способом ПГУ даже в сложных гидрогеологических условиях без ущерба для окружающей среды.

3.6. Загрязнение атмосферного воздуха утечками газа из подземного газогенератора и меры по их снижению

Массив горных пород или геотехническое пространство, где осуществляется процесс газификации, обычно включает несколько пластов пород и полезного ископаемого и характеризуется трещиноватостью, слоистостью, пустотами, зонами концентрации напряжений и разгруженных участков.

Для ПГУ одним из важнейших свойств горных пород является трещиноватость. Уголь в пластах всегда в той или иной степени разбит трещинами, которые связаны с происхождением угольного пласта и образовались под действием тектонических сил и ведения горных работ. В целом, в каждом конкретном случае это сложная система трещин, наклоненных в разные стороны, различной пустоты и образующие в пласте различные формы отдельности. Породы, вмещающие пласт, в большей степени обломочного происхождения песчано-глинистого состава имеют свою систему трещин, зависящую от литологического состава,

глубины залегания и тектоники месторождения. Например, трещиноватость характеризуется раскрытием трещин от 10^{-7} см до 1 см, при длине их от 10^{-1} до десятков, а иногда и сотен метров [29].

Горные породы и угольные пласты обладают способностью пропускать сквозь себя жидкости и газы.

Трещиноватость пород, окружающих газогенератор, значительно возрастает при ведении горных работ (выгазовывании полезного ископаемого). В период газификации угля происходит обрушение боковых пород и значительное развитие трещиноватости в окружающих газогенератор породах. Естественно и искусственно созданная трещиноватость служит каналом, по которому движутся полученный газ и дутье сбоечное и подаваемое в газогенератор на рабочий процесс газификации. Обычно в газогенераторе поддерживается избыточное давление 0,08 - 0,12 МПа, поэтому часть дутья и газа по трещинам во вмещающих породах может выходить на поверхность земли и фильтроваться в горные породы. Таким образом, потери газовой фазы представлены дутьем и газом, который является фактором, загрязняющим атмосферу станции "Подземгаз" (рис. 3.7).

Утечки газа из подземного газогенератора можно рассчитать по уравнению [30]:

$$\Gamma_{\text{п}} = \frac{100(1 - \Gamma_{\text{д}})}{\frac{N_{\text{д}}}{N_{\text{г}}}}, \%,$$

где $\Gamma_{\text{п}}$ - подземные потери газа;

$\Gamma_{\text{д}}$ - количество валового газа, полученное при расходе соответствующего количества дутья, м^3 ;

D - количество израсходованного дутья, м^3 ;

$N_{\text{д}}$ - содержание азота в дутье, объемные проценты;

$N_{\text{г}}$ - содержание азота в газе, объемные проценты;

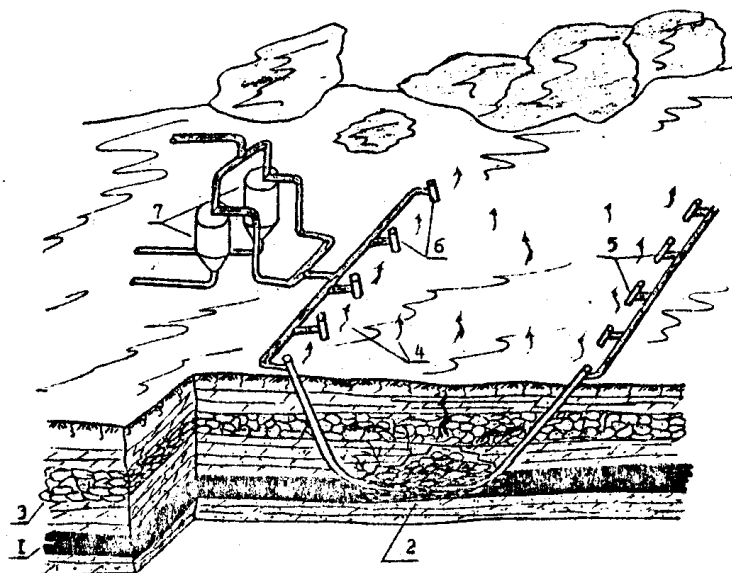


Рис. 3.7. Загрязнение горного массива и окружающей среды утечками из подземного газогенератора:

1 - пласт угля; 2 - подземный газогенератор; 3 - водоносный горизонт; 4 - утечки газа; 5 - нагнетательные скважины; 6 - газоотводящие скважины; 7 - система очистки газа

Установлено, что при прочих условиях абсолютная величина потерь пропорциональна разности квадратов среднего давления в подземном газогенераторе и атмосферному давлению в мегапаскалях. Таким образом, на величину утечек, загрязняющих воздушный бассейн, влияют давление в газогенераторе, размеры выгазованного пространства, расстояние от выгазованного пространства до контура рассеяния, мощности отрабатываемого пласта. Практически величина утечек зависит от многих факторов и составляет 5 - 10% от объема выработанного газа. Атмосферный воздух на станциях "Подземгаз" загрязняется также и через отрывы колонн вертикальных скважин подземного газогенератора.

Необходимо учитывать также выбросы некондиционного газа в атмосферу и случаи разгерметизации газогенератора, которые приводят к значительному загрязнению атмосферы газами ПГУ. Попадая на поверхность, вредные компоненты газа ПГУ ухудшают медико-санитарную обстановку, придают воздуху специфический неприятный запах.

В процессе эксплуатации станций "Подземгаз" определены основные направления по снижению объема вредных утечек газа из подземного газогенератора. Рекомендуется выбирать пласты для газификации, имеющие в кровле малопроницаемые породы (глины, алевролиты, аргиллиты), причем их мощность должна быть не менее двух мощностей пласта. В почве пласта также желательны глинистые породы мощностью не менее 1 - 2 м.

Выгазовывание угля в газогенераторе должно идти при минимальном избыточном давлении. Около поверхности и между газогенераторами должны оставаться целики угля. Значительно снижаются утечки при увеличении глубины выгазовывания угольного пласта.

Применение рассмотренных мероприятий позволяет снизить утечки газа и улучшить санитарное состояние атмосферы станции.

Глава 4

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ОБРАБОТКЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГАЗА НА ПОВЕРХНОСТНОМ КОМПЛЕКСЕ

Газ ПГУ содержит ряд токсичных химических соединений, которые, попадая в атмосферу, воду, почву, могут неблагоприятно воздействовать на окружающую среду. Азот и серосодержащие соединения при сжигании образуют вредные оксиды. При охлаждении газа выделяется конденсат, содержащий смесь сложных химических соединений, требующий определенной химической очистки и использования полученных компонентов.

Газ, находясь под давлением в трубопроводах и аппаратах, через неплотности в соединениях может попадать в атмосферу; следует учитывать и возможность аварийных выбросов газа, содержащего токсичные вещества. Один из источников выбросов на станции "Подземгаз" - открытое расположение технологического оборудования.

В данной работе учитывались прогрессивные технологические решения по охране окружающей среды, применяемые в коксохимической промышленности [1, 3, 15], а также производственный опыт ПО "Ангарскоргнефтесинтез", где продолжительное время отрабатывается технология наземной газификации черемховских углей.

Основным положением при выборе технологии обработки газа на различных стадиях производства было направление отбора схем с наименьшим количеством вредных реагентов, с замкнутым водоснабжением, применением полного цикла очистки сточных вод и максимальное использование полученных в процессе обработки газа полезных продуктов.

4.1. Технологическая схема поверхностного комплекса

Как видно на **рис. 4.1**, станция "Подземгаз" представляет собой сложное горно-энергохимическое предприятие, где возможно негативное воздействие на окружающую среду, характерное для энергетических и химических производств.

В процессе выработки электроэнергии при сжигании газа вредные вещества выбрасываются в атмосферу, на кислородном и компрессорных блоках в оборот вовлекаются большие объемы технической воды, в процессе получения пара вода проходит химическую подготовку, происходят выделения вредных веществ из технологического оборудования и рассеивание их в приземном слое атмосферы. Кроме того, станция получает и производит большое количество химических продуктов, которые не должны попадать в атмосферу и на поверхностный слой земли предприятия.

Общая принципиальная технологическая схема станции "Подземгаз" показана на **рис. 4.2**. Газ ПГУ имеет многоцелевое назначение. Он может использоваться в котельной без очистки и обработки, в газотурбинных установках для выработки электроэнергии, в энерготехнологических установках для получения метанола, на основе газа ПГУ разработана технология синтеза аммиака и заменителя природного газа (ЗПГ).

Проектными проработками установлено, что наиболее перспективна очистка газа ПГУ от механических примесей, смол, а также балластных газов с целью повышения его калорийности и дальнейшего использования для синтеза различных продуктов. В данном разделе рассмотрена очистка газа и получение попутных компонентов.

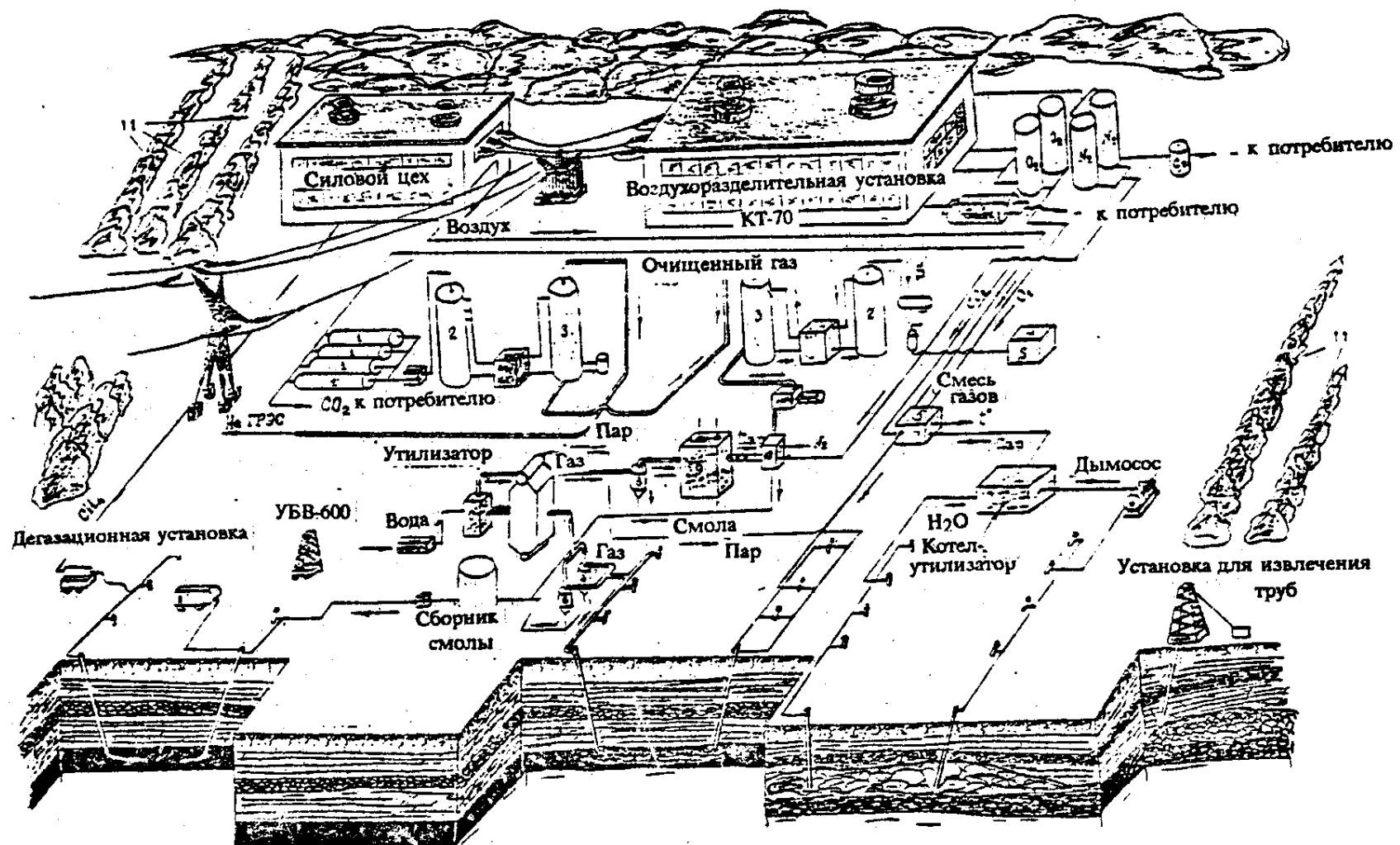


Рис. 4.1. Поверхностный комплекс станции "Подземгаз":

- 1 - склад жидкого диоксида углерода; 2 - десорбер; 3 - абсорбер; 4 - товарная сера; 5 - смеситель газов; 6 - блок циклонов; 7 - экономайзер;
8 - сепаратор; 9 - электрофильтр; 10 - холодильник; 11 - лесопосадки

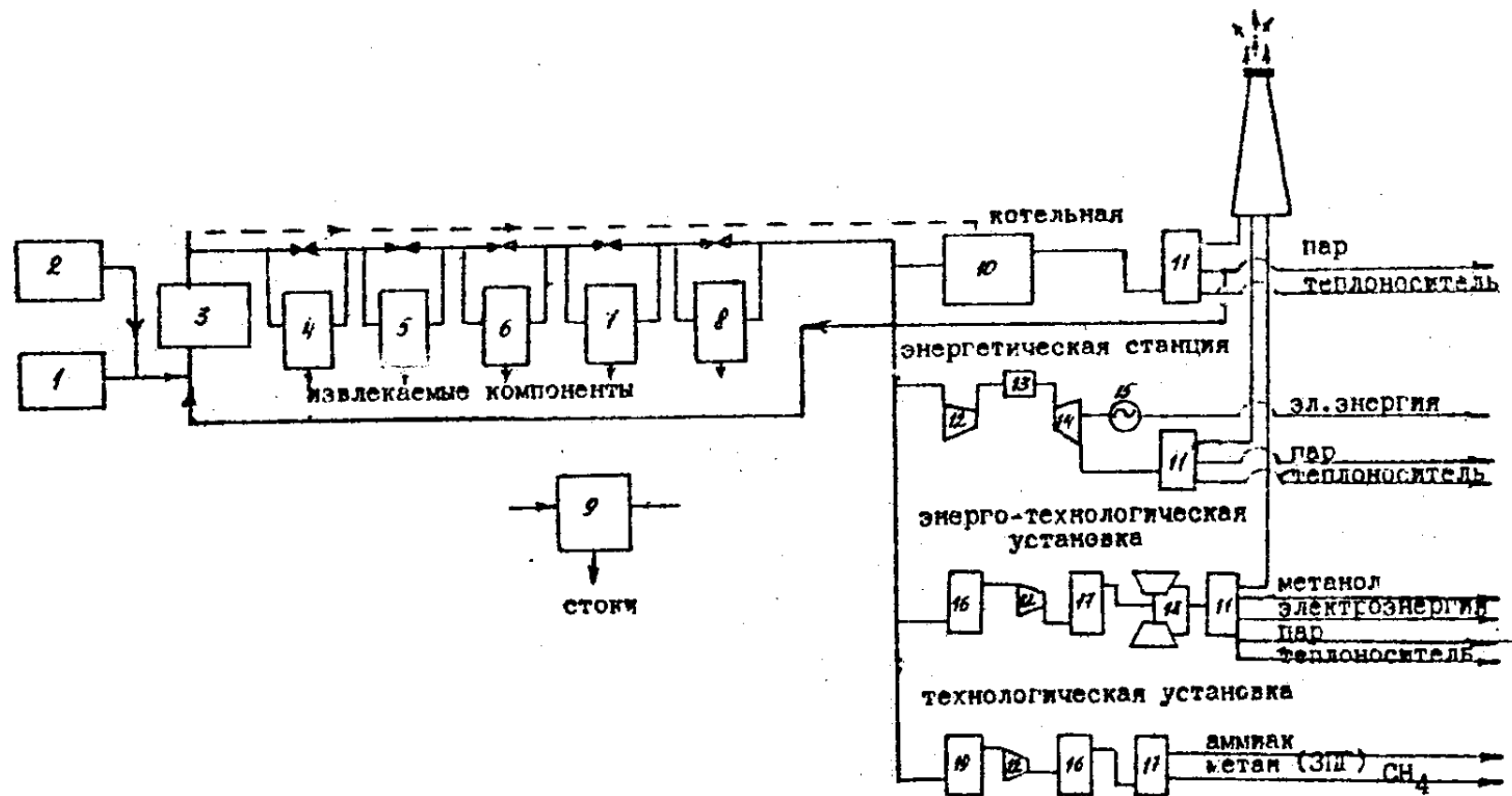
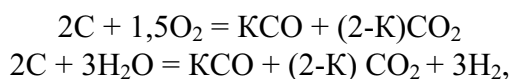


Рис. 4.2. Многоцелевая, принципиальная технологическая схема станции "Подземгаз":

1, 12 - компрессоры; 2 - кислородный блок; 3 - подземный газогенератор; 4 - очистка от мехпримесей; 5 - охлаждение, конденсация влаги; 6 - очистка от смол фенолов; 7 - очистка от соединений серы; 8 - отмывка от диоксида углерода; 9 - сборник стоков; 10 - котельная; 11 - котел-утилизатор; 13 - камера сгорания; 14 - газовая турбина; 15 - электрогенератор; 16 - абсорбер; 17 - реактор; 18 - газотурбинная установка; 19 - конвертор

Производство и утилизация организуется следующим образом. Воздух, сжатый, осушенный от компрессоров через влагоотделители в смеси с кислородом из кислородного блока и паром, по трубопроводам подается в дутьевые скважины подземного газогенератора.

Дутьевая смесь по скважинам и каналам в подземном газогенераторе попадает в очаги газификации, где вступает в реакцию с углеродом по формулам:



где $K < 2$ - коэффициент, зависящий от условий в пласте.

Побочные реакции и процессы ведут к образованию смол, фенолов, аммиака, сероводорода, воды и прочих веществ, суммарная концентрация которых не превышает 2 - 3%.

Образовавшаяся смесь газов и паров под действием давления поступающего дутья выходит из газогенератора по газоотводящим скважинам и по трубопроводам направляется в газопровод, где транспортируется к месту очистки и утилизации. Комплексы газоочистного оборудования подключают параллельно газопроводу с целью возможности кратковременно отключения отдельного оборудования для ремонта или обслуживания без общей остановки производства.

Горючий газ выходит из скважин под избыточным давлением с температурой 200 - 250°C и теплотворной способностью 5,8 - 6,2 МДж/м³. Для улучшения качества газа его направляют на очистку в циклоны, где под действием центробежных и гравитационных сил механические примеси оседают в нижней части аппарата (приемный бункер) и периодически выгружаются для использования в строительном и дорожно-строительном производстве.

Газ, очищенный от механических примесей, поступает в котел-утилизатор, где охлаждается до 50-60°C. Охлаждение сопровождается конденсацией влаги с низкокипящими углеводородами. Охлажденный, осушенный газ подается в электрофильтры, где под действием электромагнитного поля выпадает мелкодисперсная пыль, конденсируется большая часть смол и фенолов. Газ, осушенный, очищенный от смол и фенолов в электрофильтрах, направляется в абсорбер с каталитическим наполнителем, орошаемый содовым раствором для поглощения серосодержащих соединений. Осушенный, очищенный газ подается в абсорбер, орошаемый моноэтиламином. Проходя через абсорбер, газ освобождается от диоксида углерода, являющегося балластом. В соответствии со снижением концентрации диоксида углерода повышается концентрация остальных компонентов и теплотворная способность газа возрастает до 8,2 МДж/м³.

Газ, очищенный, осушенный, обогащенный после абсорбера, имеет состав и теплотворную способность, приемлемые для использования в котельных, на энергетических, энерго-технологических и технологических установках.

Таким образом, на поверхностном комплексе станции расположены различные здания и сооружения, где возможны утечки вредных компонентов газа ПГУ, часть оборудования установлена на открытых площадках, от которого возможны утечки в приземную атмосферу; сложная сеть трубопроводов, большое количество емкостей с газом, содержащим вредные компоненты, хранилища различных реагентов являются потенциальными источниками возможных утечек вредных веществ, загрязняющих атмосферу и земную поверхность технологического комплекса.

4.2. Очистка газа от пыли и смолы

Поступающий из подземного газогенератора газ содержит пыль и смолу, которые необходимо удалить перед использованием топлива. Так, в газе Ангренской станции пыли - 0,3 - 0,5 г/м³, смолы - 0,3 - 1,3 г/м³.

Пыль имеет следующий дисперсный состав по размерам частиц, %:

менее 5 мкм - 8	20-40 мкм - 33
5-10 мкм - 6	40-60 мкм - 25
10-20 мкм - 16	более 60 мкм - 12

При транспортировке по трубопроводам и аппаратам газ ПГУ, содержащий пыль и смолу, охлаждается, а пыль и смола оседают на стенках трубопроводов, аппаратов, что приводит к снижению живого сечения проходного отверстия и образованию пробок. Пыль, попадая в форсунки топливных устройств, забивает сечения газовых каналов и служит косвенной причиной неполного сгорания газа и выброса в атмосферу вредных оксидов. Смесь пыли и смолы выпадает в виде фусов, переработка которых является трудной задачей. На действующих станциях "Подземгаз" и на коксохимических заводах эти отходы хранят в специальных отвалах, загрязняющих почву и атмосферу прилегающих территорий.

Механические примеси представляют собой уносимые с газом из газогенератора мельчайшие частички золы, непрореагировавшие частицы исходного топлива, сажистый углерод, образовавшийся при термическом разложении углеводородов летучих топлив. Большое содержание разных по размеру твердых частиц в газе приводит к тому, что их удаляют обычно в несколько приемов.

Различают сухие и мокрые способы очистки газов от механических примесей. Характерная особенность сухой очистки - выделение из газов твердых частиц при температурах, предупреждающих концентрацию в пылеотделителе содержащихся в газе паров воды и смолы. Мокрая очистка предусматривает охлаждение газа, при котором пыль выделяется одновременно с конденсацией и удалением из газа влаги и смолы.

Сухая очистка газов может быть осуществлена механическим способом, фильтрованием через насадки, ткани или пористые материалы и электрическим способом. Из аппаратов механической очистки газов от твердых примесей широко применяют циклоны и батарейные циклоны как наиболее простые устройства, действие которых основано на использовании центробежных сил.

С учетом полудисперсного состава выносимой пыли при газификации твердых топлив в циклонах ВНИИОГаз можно рассчитывать на достижение степени улавливания твердых частиц порядка 65 - 70%. При последовательном включении нескольких циклонов степень очистки может быть доведена до 90 - 95% [31]. Электрическая очистка наиболее эффективна. Она обеспечивает удаление до 99 - 99,5% примесей при высоких исходных концентрациях взвешенных частиц [31].

При использовании газа его необходимо очищать от конденсирующих углеводородов (смолы). Способы улавливания смолы из газов основаны на конденсации ее паров и выделении конденсата из газовой среды. Конденсация паров жидких продуктов термического разложения топлива происходит в широких температурных пределах: от 35°С для высококипящих составных частей до 20 - 25°С для легких фракций. При конденсации образуются мельчайшие капли смолы, взвешенные в газе, часть которых объединяется в более крупные и под действием силы тяжести осаждается. Другая часть взвешенных капель смолы остается в газовой фазе в виде тумана. Наиболее эффективный способ очистки ее - очистка в электрофильтрах. Как показал опыт применения электрофильтров на буроугольных газогенераторных станциях, степень улавливания смол в них достигает 99% и более при расходе на очистку 0,4 - 0,5 кВт.ч электроэнергии на 1000 м³ газа [3].

На **рис. 4.3** изображена комплексная схема очистки смолы с использованием полученного из газа конденсата. Газ из скважин подается в циклоны, где происходит выделение механических примесей. Пыль, уловленная в циклонах до охлаждения газа, представляет собой сухую смесь частиц золы, угля и породы, не токсична и может использоваться для приготовления строительных материалов.

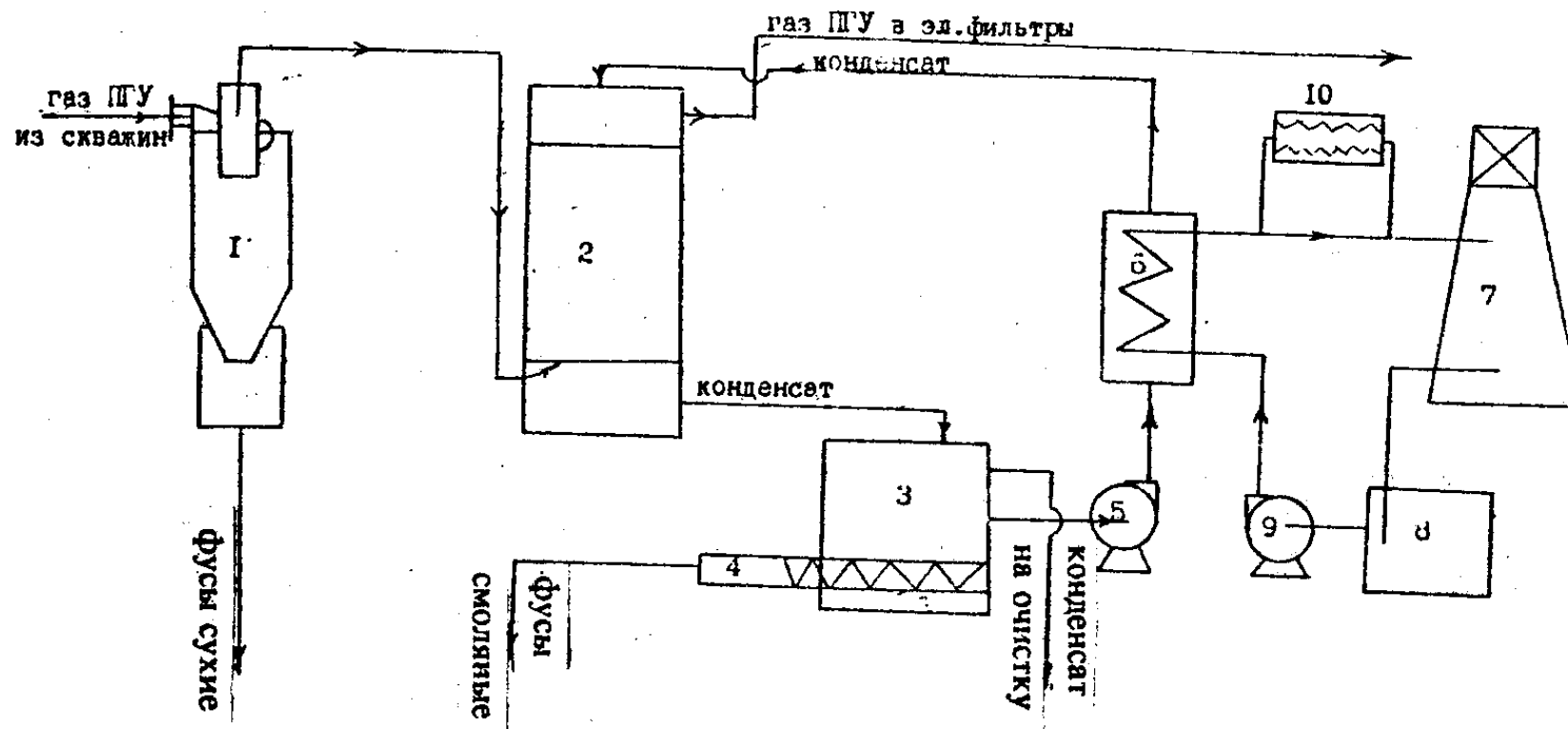


Рис. 4.3. Схема очистки газа ПГУ от пыли и смолы:

1 - циклон; 2 - эмульгатор; 3 - отстойник; 4 - шнек; 5 - насос; 6 - теплообменник; 7 - градирня; 8 - сборник циркуляционный; 9 - насос центробежный; 10 - потребители тепла (рабочие помещения, теплицы и т. д.).

Газ из циклона поступает в эмульгатор снизу, поднимается вверх, орошаемый конденсатом газа ПГУ, и отводится для дальнейшей очистки и утилизации. Конденсат, охлажденный в теплообменнике, подается в верхнюю часть эмульгатора, стекает по стенкам труб, охлаждая газ, и конденсирующиеся из газа воду, смолу, фенолы.

Конденсат из эмульгатора собирается в сборнике - отстойнике. Осадок - смоляные фусы - удаляют шнеками. Дальнейшую переработку смоляных фусов проводят в центрифугах, где от полученной смеси частично отделяется смола, а уплотненный осадок может использоваться в дорожном строительстве или как связующая добавка при брикетировании углей.

Достоинство рассмотренной схемы - применение вторичного замкнутого контура горячего водоснабжения, не контактирующего с газом, что уменьшает загрязнение атмосферы вредными компонентами газа ПГУ, а также повышает концентрацию извлекаемых продуктов в конденсате вследствие чего облегчается их извлечение и очистка сбрасываемых сточных вод.

Рекомендуемые способы и схемы очистки газа ПГУ от пыли и смолы условно можно разделить на две группы: с утилизацией тепла и без утилизации. Требования к газу ПГУ по очистке значительно ниже, чем на коксогазовых заводах и в химическом производстве, если газ сжигается в местных или центральных котельных установках. В этом случае необходимо очищать газ от пыли, смолы и при значительной влажности газа - от конденсата.

Оборудование комплектуют в блоках очистки газа, которые могут быть расположены на промышленной площадке станции или в центре отработываемой угольной площади.

Схема с утилизацией тепла (**рис. 4.4**) включает последовательную установку блока циклонов, котла-утилизатора, электрофильтров и холодильника.

Температура выходящих газов из подземного газогенератора должна быть 350 - 400°C, что исключает выпадение смолы и конденсата в трубопроводах и блоке циклонов. В этом случае производят теплоизоляцию трубопровода и циклонных аппаратов. Такой порядок расстановки аппаратов очистки уменьшает образование фусов, утилизация которых представляет значительные технологические трудности. Рассмотренная схема позволяет утилизировать часть физического тепла газов с получением пара, который дает возможность вырабатывать более калорийный газ парокислородным дутьем.

В этом случае электрофильтры эксплуатируют в наиболее благоприятном режиме 120 - 150°C, что исключает их засорение отложениями смолы и пыли. После холодильника, где конденсируются пары воды, содержащиеся в газе, последний направляют потребителю или на очистку от балластных и вредных газов.

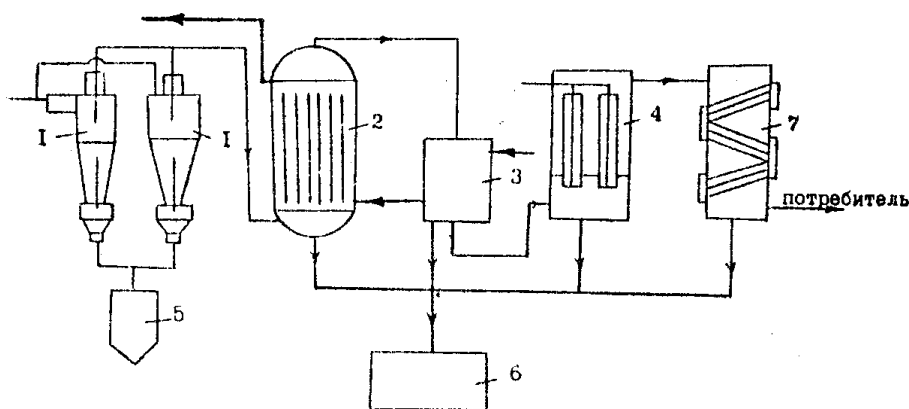


Рис. 4.4. Технологическая схема очистки газа ПГУ с утилизацией тепла:

1 - циклоны; 2 - котел-утилизатор; 3 - экономайзер; 4 - электрофильтр; 5 - бункер пыли;
6 - сборник смолы; 7 - холодильник

Определенный интерес представляют схемы, где очистку газов для его использования в котельной предусмотрено проводить жидкими углеводородами с последующей их заменой после определенного срока или разгонкой и возвратом в цикл жидких абсорбентов. Схема (рис. 4.5) отличается простотой конструкторского исполнения. Оработанное дизельное топливо может быть реализовано как котельное топливо.

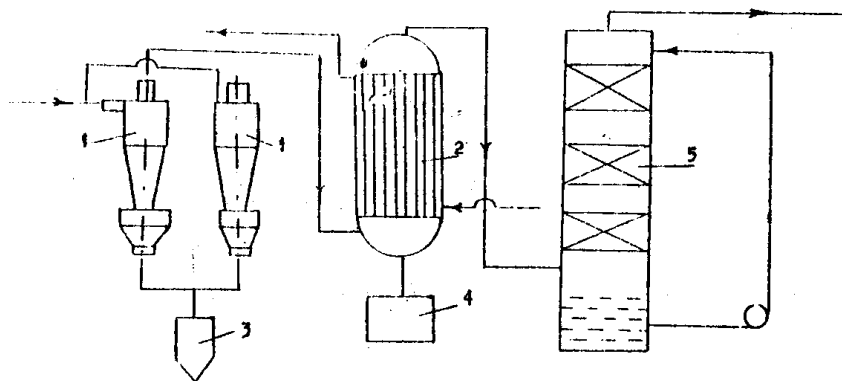


Рис. 4.5. Технологическая схема очистки газа ПГУ жидкими углеводородами (дизельное топливо, смола):

1 - циклоны; 2 - котел-утилизатор; 3 - бункер пыли; 4 - сборник смолы; 5 - абсорбер

Жидкие углеводороды (жидкая смола, дизельное топливо) позволяют полностью очистить газ от пыли и частично конденсата и подготовить газ к сжиганию в котельных установках.

Рассмотренные схемы очистки газа просты в аппаратном исполнении и позволяют подготовить газ для энергетических или технологических целей. Выделенные пыль и смола должна быть утилизированы в цикле производства или использованы при изготовлении строительных материалов или дорожных покрытий, исключая таким образом загрязнение территории станции.

4.3. Очистка и использование конденсата

На поверхностном комплексе станции "Подземгаз" парогазовая смесь, проходя по трубопроводам, циклонам, котлам-утилизаторам, электрофильтрам, охлаждается, в результате чего выпадает конденсат сложного химического состава.

Опыт работы действующих станций выявил, что сконцентрированная влага интенсивно загрязняет атмосферу, почву, а также подземные и поверхностные воды. Сконденсированная влага должна пройти сложный путь химической, механической и биологической очистки перед сбросом в коллектор сточных вод.

Анализ показал, что сконденсированная влага содержит фенолы, аммиак, роданиды, цианиды, пиридиновые основания, смолы, жирные кислоты. Количество этих веществ зависит от материнского вещества газифицируемого угля, свойств вмещающих пород, водопритока в подземный газогенератор. В 1 м^3 газа содержится от 150 до 350 г конденсата. На станции производительностью 500 млн м^3 газа в год выделяется 75000 - 150000 т конденсата, который необходимо очищать перед сбросом в водоемы или использованием в цикле технических вод.

На коксохимических заводах существует определенный опыт очистки газового конденсата с выделением полезных компонентов. На рис. 4.6 приведена технологическая схема очистки газового конденсата. Конденсат из трубопроводов и аппаратов газоочистки подают в

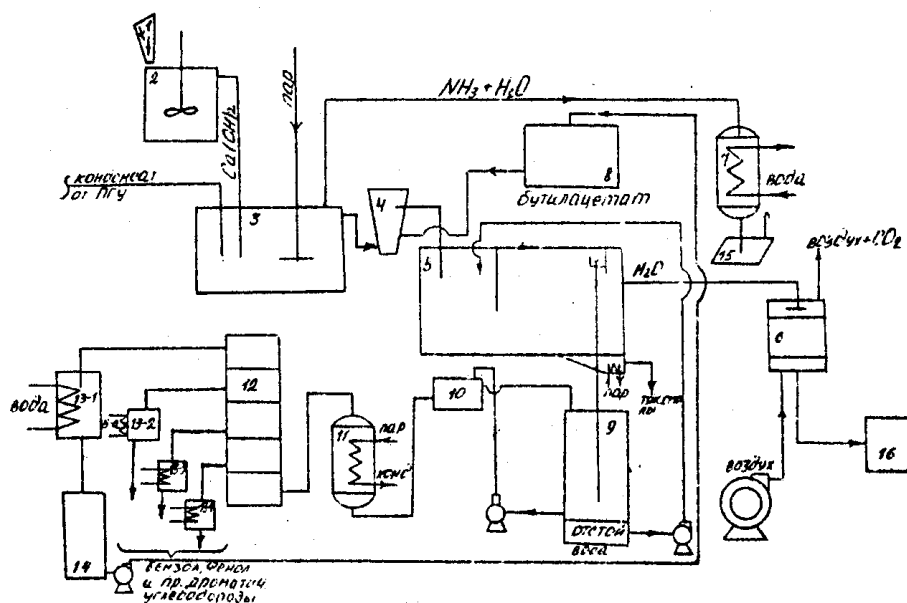
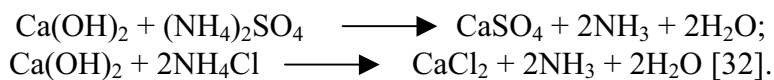


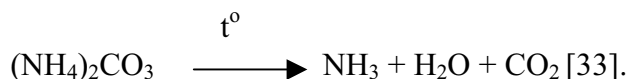
Рис. 4.6. Схема очистки конденсата газа ПГУ:

- 1 - емкость для извести; 2 - реактор; 3 - сборник-смеситель; 4 - смеситель;
 5 - отстойник; 6 - эмульгатор; 7 - конденсатор; 8 - напорный бак ацетата;
 9 - бак с фенолами и смолами; 10 - емкостный бак; 11 - кипятильник;
 12 - ректификационная колонна; 13-1, 13-2, 13-3, 13-4 - водонагреватели;
 14 - сборный бак бутилацетата; 15 - аммиачная вода; 16 - сборник сточных вод

сборник-смеситель, куда дозируют раствор $\text{Ca}(\text{OH})_2$ из реактора. Раствор $\text{Ca}(\text{OH})_2$ - известковое молоко 10 - 20% - применен для выделения аммиака из раствора аммонийных солей по реакциям



В отстойнике раствор $\text{Ca}(\text{OH})_2$ работает как коагулянт, ускоряя разделение получаемой смеси [33]. В сборник-смеситель подают острый пар для отгонки аммиака из конденсата при нагревании водяным паром по реакции:



В этом случае аммиак находится в растворе и может использоваться как удобрение в виде аммиачной воды.

Конденсат из сборника-смесителя подается в смеситель, где смешивается с бутилацетатом, поступающим из напорного бака. Затем смесь направляют в отстойник, где под действием гравитационных сил и коагулянта $\text{Ca}(\text{OH})_2$ происходит разделение на составляющие - тяжелые смолы и механические примеси, которые выпадают в осадок и периодически удаляются элеваторами. Легкие смолы, фенолы и другие органические соединения, растворившиеся в бутилацетате, собирают на поверхности и отводят по лотку в сборник.

Вода, частично очищенная от примесей, направляется в эмульгатор, где, стекая по стенкам с каталитическим покрытием, очищается от остатков смол, фенолов, сернистых соединений за счет разложения на H_2O , $\text{CO}_2 \uparrow$, $\text{S} \downarrow$, $\text{H}_2 \uparrow$. Образующиеся газы отдувают воздухом, а механические примеси и серу элементарную используют в дальнейшем цикле производства и реализуют как товарные продукты.

Бутилацетат с растворенными примесями собирается в сборнике, дополнительно отстаивается, причем вода из нижней части отстойника возвращается вновь на очистку, а бутилацетат с растворенными примесями смол, фенолов и других углеводородов направляется на ректификацию через напорный бак, кипятильник в ректификационную колонну.

Технологическая схема ректификации смоломасляного раствора и разделения буроугольной смолы на компоненты показана на **рис. 4.7**.

Раствор буроугольной смолы в бутилацетате из отстойника подается в сборник, затем центробежным насосом закачивается в напорный бак, где избыток раствора сливается в сборник.

Из напорного бака раствор смолы направляют в кипятильник, где паром под давлением 10 кгс/см^2 нагревают до $190 - 220^\circ\text{C}$ и поступает в ректификационную колонну. Ректификацию производят под вакуумом $0,5 \text{ кгс/см}^2$. Из верхней части колонны отбирают через холодильник в сборник бутилацетат с незначительным содержанием легких смол и фенолов, а также воды. Отогнанный бутилацетат используется вновь для экстракции смол и фенолов из конденсата ПГУ.

Со средних тарелок ректификационной колонны отбирают две фракции перегонки, содержащие масла, фенолы, ксилолы, бензол и другие органические соединения. Они используются в качестве сырья в химической промышленности для извлечения отдельных компонентов, изготовления пластмасс и композитов или как компонент топочного мазута.

Из нижней части колонны в сборник отводят каменноугольную смолу, используемую в качестве кровельной мастики или для приготовления асфальтовых покрытий.

Рассмотренные технологические схемы позволяют очистить конденсат от различных вредных примесей, получить воду, которую можно использовать для технических нужд станции, а также ценные химические продукты, реализация которых значительно снижает затраты на выпуск конечного продукта.

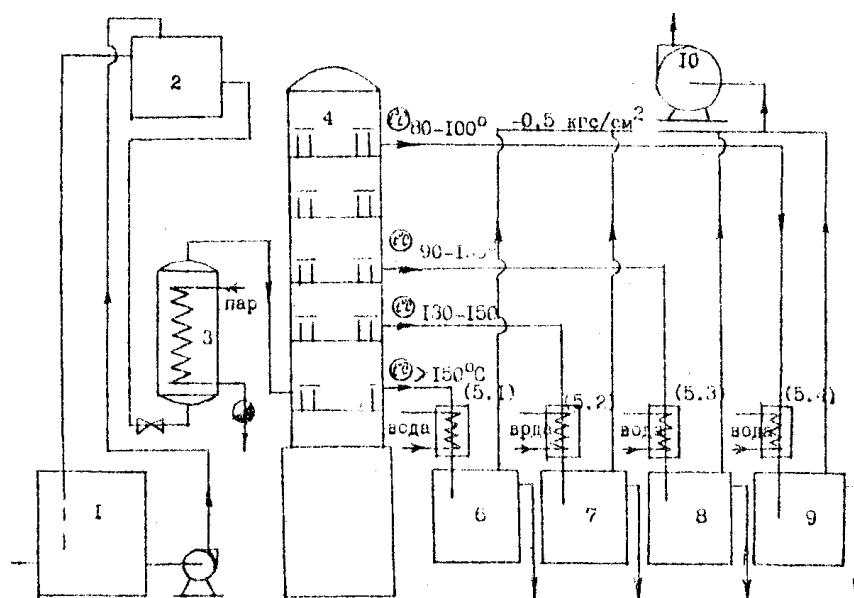


Рис. 4.7. Технологическая схема ректификации смоломасляного раствора в бутилацетате из конденсата ПГУ и разделения буроугольной смолы на компоненты:

- 1 - сборник; 2 - напорный бак; 3 - кипятильник; 4 - ректификационная колонна; 5 - холодильники; 6 - сборник каменноугольной смолы; 7 - сборник тяжелого фенольного масла; 8 - сборник легкого фенольного масла; 9 - бутилацетат; 10 - вакуум-насос.

4.4. Очистка газов от сернистых соединений

Содержащаяся в горючих газах ПГУ сера находится в основном в виде сероводорода, органических соединений серы, как правило, немного, и поэтому очистка газа от серы сводится к удалению сероводорода. Очистке от сернистых соединений подвергают все горючие газы, используемые для энергетических и технологических целей. Многолетний опыт показывает, что удаление серы во всех случаях улучшает качество газа, облегчает условия и расширяет сферу его применения.

Необходимость очистки газов от серы связана также с жесткими ограничениями в них сернистых соединений по условиям санитарной охраны чистоты воздушного бассейна. Газ, используемый для химических синтезов на катализаторах, должен быть практически полностью очищен от сернистых соединений. Допускается их содержание, равное 1 - 2 мг/ м³ газа [33].

Аналогичные требования предъявляют к газу, применяемому для бытового газоснабжения, хотя стандартами допускаются норма в 20 мг/ м³. Несколько меньшая степень очистки сернистых соединений установлена для энергетических газов, которая определяется с учетом конкретных условий сжигания.

Разработаны многочисленные способы очистки газа от сероводорода, и одновременной очистки газов от сероводорода и диоксида углерода. Многочисленные способы очистки газов от сероводорода можно разделить на две группы - сухие и мокрые. Очистка от сероводорода сухими способами основана на протекании газа через твердые вещества (гашеная известь, гидроксид железа, активированный уголь), которые химически взаимодействуют с сернистыми соединениями или адсорбируют их на своей поверхности.

Мокрые способы очистки основаны на промывке газа, содержащего сероводород, растворами различных веществ, взаимодействующим с сероводородом. В результате этого взаимодействия образуются комплексные соединения, содержащие серу, которая удаляется, как правило, в стадии регенерации поглотительного раствора.

Большое значение для новых технологических схем производства газов из твердого топлива приобрели процессы одновременной очистки газов от диоксида углерода и сероводорода. Такие процессы позволяют практически полностью удалить все сернистые соединения, затрудняющие обработку получаемого сырого газа, а также снизить в значительной мере содержание в газах двуоксида углерода, ускоряя этим доведение состава газа до требуемой кондиции.

Большой опыт очистки газа от серосодержащих соединений и углекислого газа накоплен в коксохимической промышленности. Необходимость очистки газов коксохимического производства от сернистых и других соединений обусловлена в первую очередь их утилизацией и надежным транспортированием.

Другой причиной обязательного улавливания сернистых соединений является возможность утилизации серы, выделяемой из газа. При термической переработке топлива в газ переходит от 30 до 40% серы, находящейся в угле. При очистке газов от сероводорода могут быть получены значительные количества дефицитного сырья, что приобретает особую важность в связи с истощением природных залежей самородной серы в мире [3].

В отечественной коксохимической промышленности применяются *мышьяково-содовая сероочистка*. Большие недостатки этого метода: значительные расходы реагентов и электроэнергии, использование токсичных поглотителей, недостаточная надежность технологического процесса и его сложность - способствовали развитию в конце 40 - 50-х годов серии окислительных процессов, называемых хинонными (в зарубежной промышленности используют ряд процессов этого типа "Перокс", "Стредфорд", "Фумакс-Родакс-Компакс", "Такахакэ" и др.). Все эти методы используют только для очистки коксового газа. Общим для них является поглощение сероводорода водным раствором аммиака (10 - 15 г/дм³) в присутствии 0,2 - 0,4 г/дм³ катализатора [3]. Недостатком хинонных методов является невысокая сероём-

кость поглотительных растворов и, следовательно, значительные расходы электроэнергии на их перекачивание, а также большое количество образующихся солей, не имеющих применения.

Круговые методы очистки газа от сероводорода. В отличие от окислительной жидкофазной очистки газа в круговом процессе температуры абсорбции существенно различаются.

В отечественной коксохимической промышленности наиболее распространены карбонатные методы очистки газов от серы. При атмосферном давлении эти растворы поглощают 85 - 90% сероводорода. При доулавливании под давлением остаточное содержание сероводорода не превышает $0,02\text{г/м}^3$.

В мировой коксохимической промышленности наиболее распространены аммиачная очистка газа. К ее достоинствам относятся отсутствие расхода реактивов, уменьшение расхода пара и электроэнергии. Стоимость аммиачной очистки в 2 раза меньше стоимости вакуум-карбонатной очистки.

Твердофазная очистка коксового и других газов от сероводорода. Наряду с абсорбцией сероводорода нашла применение и твердофазная очистка гидрооксидом железа. Очистная масса состоит из болотной руды - гидрооксидов железа 94 - 95%, древесных опилок 4 - 4,5%, извести 0,5 - 1,0%. При твердофазной сероочистке степень извлечения соединений серы очень высокая. Недостаток этого способа - необходимость регенерации очистной массы, для чего приходится создавать очень громоздкие установки. Поэтому данный способ применяется лишь для доочистки газа, из которого большая часть сероводорода извлечена каким-нибудь жидкофазовым методом или для очистки небольших количеств газа.

Очистка газа от сернистых соединений и диоксида углерода органическими растворителями основана на физической абсорбции.

Для очистки под давлением синтез-газа, получаемого из угля, разработан процесс "Ректизол", в котором в качестве промывного агента используют метанол при низких температурах. В этом процессе - типичном процессе физической промывки - разные задачи следующих друг за другом ступеней промывки и тонкой очистки решаются с помощью единственного агента. Существенные недостатки процесса "Ректизол" - относительная громоздкость технологической схемы и сложность аппаратного оформления [34].

За последнее время рядом научных организаций (ВНИИЭгазпром, г. Москва, лаборатория охраны окружающей среды НИИ нефте- и углехимического синтеза, г. Ангарск) разработаны высокоэффективные способы жидкофазного окисления серосодержащих газов и вод в присутствии гетерогенного катализатора. Получены активные гетерогенные катализаторы, механически и гидролитически стойкие в агрессивных средах, способные стабильно работать в барботажном режиме при большой производительности промышленных аппаратов в условиях саморегуляции. В зависимости от характера сточных вод и газовых выбросов интенсификация процесса окислительного обезвреживания достигается за счет подбора состава катализатора, его формы, обеспечивающей максимально развитую геометрическую поверхность.

Жидкофазное каталитическое окисление сероводорода на установках производительностью от 200 до $1500\text{ м}^3/\text{ч}$ осуществляется при атмосферном и избыточном давлении воздуха (до 0,5 МПа), в широком интервале температур (от 0 до 80°C), при расходе воздуха от 2 до $10\text{ м}^3/\text{м}^3$ очищаемых сред. Глубина очистки серосодержащих сточных вод и газовых выбросов составляет 98,5 - 99%. Основным продуктом окисления - элементарная сера.

Процесс очистки полностью исключает загрязнение окружающей среды токсичными газами. На **рис. 4.8** показана схема сероочистки, разработанная Ангарской лабораторией охраны воздушной среды НИИ нефте- и углехимического синтеза. По схеме газ ПГУ, очищенный от смол и фенолов и осушенный, подается в нижнюю часть эмульгатора, представляющего собой аппарат колонного типа с вертикально расположенными трубами и каталитическим покрытием. В верхнюю часть эмульгатора подается 10%-й содовый раствор, стекающий по внутренней поверхности труб.

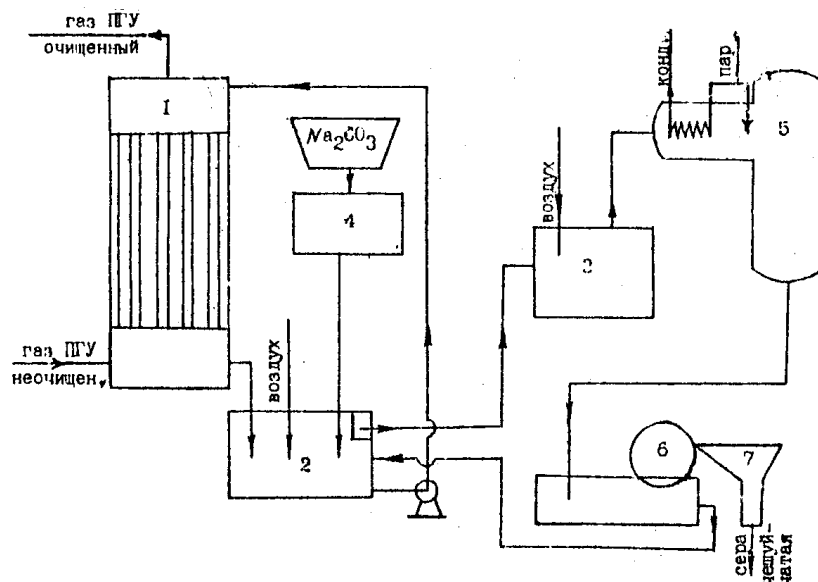


Рис. 4.8. Схема сероочистки газа ПГУ:

1 - эмульгатор; 2 - циркуляционный сборник; 3 - насос "Монтежю"; 4 - реактор растворения Na_2CO_3 ; 5 - плавильник серы; 6 - барабан-охладитель; 7 - приемный бункер серы

Сероводород, содержащийся в газе ПГУ, захватывается содовым раствором и контактирует с катализатором покрытия, при этом сера восстанавливается до элементарного состояния и смывается раствором в нижнюю часть эмульгатора. Газ, очищенный от сероводорода, отводят из верхней части эмульгатора для дальнейшей обработки.

Раствор соды, насыщенный серой, продувают воздухом в циркуляционном сборнике. Серную пену из верхней части сборника при помощи сжатого воздуха подают насосом в плавильник, обогреваемый паром. В плавильнике при температуре 70 - 90°C частицы элементарной серы агрегируются и расплавляются при соприкосновении с барабаном-охладителем и кристаллизуясь, налипают на его поверхность. Срезанную ножами чешуйчатую серу направляют в бункер для отгрузки потребителям.

Рассмотренный способ очистки газа ПГУ имеет простое аппаратное исполнение, не загрязняет поверхностный комплекс станции, позволяет получить высокую степень очистки газа и элементарную серу для реализации потребителям.

4.5. Очистка газов от диоксида углерода

На действующих станциях в вырабатываемом газе ПГУ содержится от 9,5 до 20% диоксида углерода, который является балластом, снижающим теплотехнические показатели газового топлива.

Расчетами установлено, что очистка газа от CO_2 без его утилизации требует больших капитальных и эксплуатационных затрат и приводит к значительному росту себестоимости 1 м³ топлива. Углекислый газ по своим свойствам до последнего времени не считался загрязнителем и выбрасывался в атмосферу в больших количествах при сжигании жидкого, твердого и газообразного топлива. В настоящее время накоплено достаточно сведений о негативном воздействии увеличения диоксида углерода в атмосфере на окружающую среду.

За текущее столетие объемная доля CO_2 увеличилась от 0,027 до 0,0323%. При сохранении темпов поступления диоксида углерода в атмосферу его доля к 2000 г. будет составлять 0,04% [12]. Ежегодно по этой причине уменьшается содержание кислорода в атмосфере на

несколько миллиардов тонн. С накоплением диоксида углерода связывают явление "парникового эффекта", суть которого заключается в том, что слой CO_2 , пропуская солнечную радиацию, препятствует возврату теплового излучения в верхние слои атмосферы. Результатом, предполагают ученые, будет повышение температуры и интенсивное таяние льдов и снега, что вызовет затопление значительной части суши.

Диоксид углерода практически не взаимодействует с другими веществами в атмосфере, и время его существования не ограничено. Диоксид углерода можно рассматривать как необходимый продукт, используемый в промышленности и сельском хозяйстве. В холодильной промышленности CO_2 идет в основном на получение сухого льда, который, являясь хладагентом, применяется в процессах и аппаратах территориально не связанных с сухоледной установкой. Сухой лед используется в геохимических, технологических, биологических и других процессах в качестве сопутствующего и самостоятельного продукта. Наряду с традиционными областями применения в качестве хладагента для газирования напитков и пожаротушения, диоксид углерода стали применять в пищевой промышленности для увеличения холодильных мощностей при пиковых сезонных нагрузках, упаковке продуктов, хранении охлажденного мяса в регулируемой атмосфере, в нефтедобывающей промышленности - для закачки в пласты с целью повышения выхода нефти, в сельском хозяйстве - для раскрытия облачности, а также в теплицах для подпитки корневой системы растений, что позволяет ускорить их рост на 30 - 40%. Широко практикуется сварка металлов в среде CO_2 в результате чего возрастают прочностные свойства накладываемого шва. Кроме того, большое количество диоксида углерода может быть использовано на станциях "Подземгаз" как добавка к кислороду с целью получения калорийного газа. Таким образом, на проектируемых станциях есть необходимость производить очистку газа от диоксида углерода по экологическим и технологическим требованиям.

Существует большое количество способов очистки газа от диоксида углерода: водными растворами этиламинов, горячими растворами карбоната калия, органическими растворителями, водой. Способ очистки CO_2 и сернистых соединений органическими растворителями в свою очередь разделяется на очистку метанолом при низких температурах, пропиленкарбонатом, N-метилпирролидоном-2, диметилowymi эфирами полиэтиленгликолей, трибутилфосфатом. Каждый из перечисленных способов имеет свои преимущества и недостатки.

Наиболее широко распространен способ очистки моноэтилaminaми как оказывающий наименьшее вредное воздействие на окружающую среду и имеющий хорошие экономические показатели. С этой точки зрения особого рассмотрения заслуживает очистка газа ПГУ от диоксида углерода в циклонно-пенных аппаратах.

Циклонно-пенные аппараты как разновидность известных пенных аппаратов вследствие иного способа подвода газа к активному обмену и значительно больших скоростей газа являются качественно новыми аппаратами. По сравнению с другими типами мокрых пылеуловителей они имеют в несколько раз меньшие габариты и массу, хотя и несколько большие удельные затраты энергии по сравнению с некоторыми из них. Однако циклонно-пенные аппараты обеспечивают значительно большую степень очистки при меньшем удельном расходе воды на 1 кг газа, определяемом только условиями уноса пульпы из аппарата. Степень очистки газа от пыли, обладающей скоростью витания частиц около 0,7 см/с, превышает 99%.

Циклонно-пенные аппараты весьма эффективны как газоохладители, так как позволяют снижать температуру газа до температуры уходящей из аппарата воды при начальных значениях температуры газа до 400°C. При этом одновременно проводится хорошая очистка газа от пыли [35].

Для очистки газа ПГУ от CO_2 можно рекомендовать технологическую схему, разработанную Ленинградским технологическим институтом сельхозмашиностроения с высокоэффективными пенными аппаратами на основе производства сварочной углекислоты из отбросных дымовых газов [36].

Технологическая схема производства двуоксида углерода из дымовых газов при интенсивном пенном режиме (**рис. 4.9**) включает в себя 3-полочный пенный теплообменник (охладитель газа), в котором газы с температурой 180 - 200°C охлаждаются водой до 35 - 40°C. Вода поступает в аппарат сверху, вспенивается на каждой решетке (полке) поступающим снизу газом и уходит из нижней части аппарата в систему оборотного водоснабжения. Охлажденный газ из пенного теплообменника направляют в 11-полочный пенный абсорбер. Поступая в низ абсорбера, газ вспенивает идущий сверху раствор моноэтиламина (МЭА), эффективно поглощающий CO_2 , и очищенный газ выходит в трубопровод из верхней части аппарата. Насыщенный диоксидом углерода раствор МЭА выходит из нижней части абсорбера, нагревается в трубчатых теплообменниках за счет рекуперации тепла регенерированного раствора МЭА, идущего из десорбера с температурой 85 - 87°C и поступает на верхнюю решетку полочного пенного десорбера. Здесь он вспенивается идущей навстречу парогазовой смесью и нагревается до температуры 99 - 100°C, при которой интенсивно идет десорбция двуоксида углерода. Из нижней части десорбера регенерированный раствор переливается в кипятильник, где в процессе кипячения раствора образуются пары воды, поступающие под нижнюю решетку десорбера. Из кипятильника регенерированный раствор МЭА с температурой 103 - 104°C направляется в теплообменники и холодильники раствора. Охлажденный до температуры 40 - 45°C раствор вновь подают в верхнюю часть пенного абсорбера. Парогазовая смесь из верхнего десорбера поступает в конденсаторы, где отделяются влага и пары МЭА перед подачей CO_2 на компрессор. После компрессирования и окончательной осушки в маслоулагоотделителях и силикагелиевых фильтрах диоксид углерода подают потребителю.

Установки такого типа внедрены на производстве. Опыт длительной эксплуатации подтвердил высокие техникоэкономические показатели - малые габариты и вес аппаратов, значительное уменьшение площадей производственных зданий, снижение расхода пара, воды, абсорбента. Пенные аппараты установки ПУГС-5 малы по габаритам, просты по конструкции, удобны в эксплуатации и обслуживании [36].

Очистка газа от диоксида углерода уменьшает нежелательные выбросы CO_2 в атмосферу, повышает калорийность газа ПГУ, дает возможность его эффективного использования в газотурбинных установках и получения дополнительно побочной продукции, пользующейся широким спросом.

4.6. Основные источники загрязнения атмосферы станции "Подземгаз"

Технологические процессы обработки и производства газа на поверхностном комплексе станции "Подземгаз", как и на химических предприятиях связаны с выделением в атмосферу вредных веществ, которые наносят ущерб людям и окружающей среде. Технологический процесс получения и переработки газа ПГУ, содержащего вредные вещества I и II классов опасности, может считаться удовлетворяющим технологическим требованиям, если он непрерывен, замкнут и безотходен.

Основные источники загрязнения атмосферы - технологические выбросы продуктов сжигания газа ПГУ из труб, утечки из подземного газогенератора, открыто расположенного оборудования, через неплотности соединений в трубопроводной сети, аварийные выбросы, выбросы при продувке.

Для предприятий такого типа характерны нагретые, слабо нагретые и изотермические выбросы. Попадая в атмосферу из технологического оборудования, охлажденная газовоздушная смесь опускается вниз на территорию промышленной площадки, где затруднено ее рассеивание.

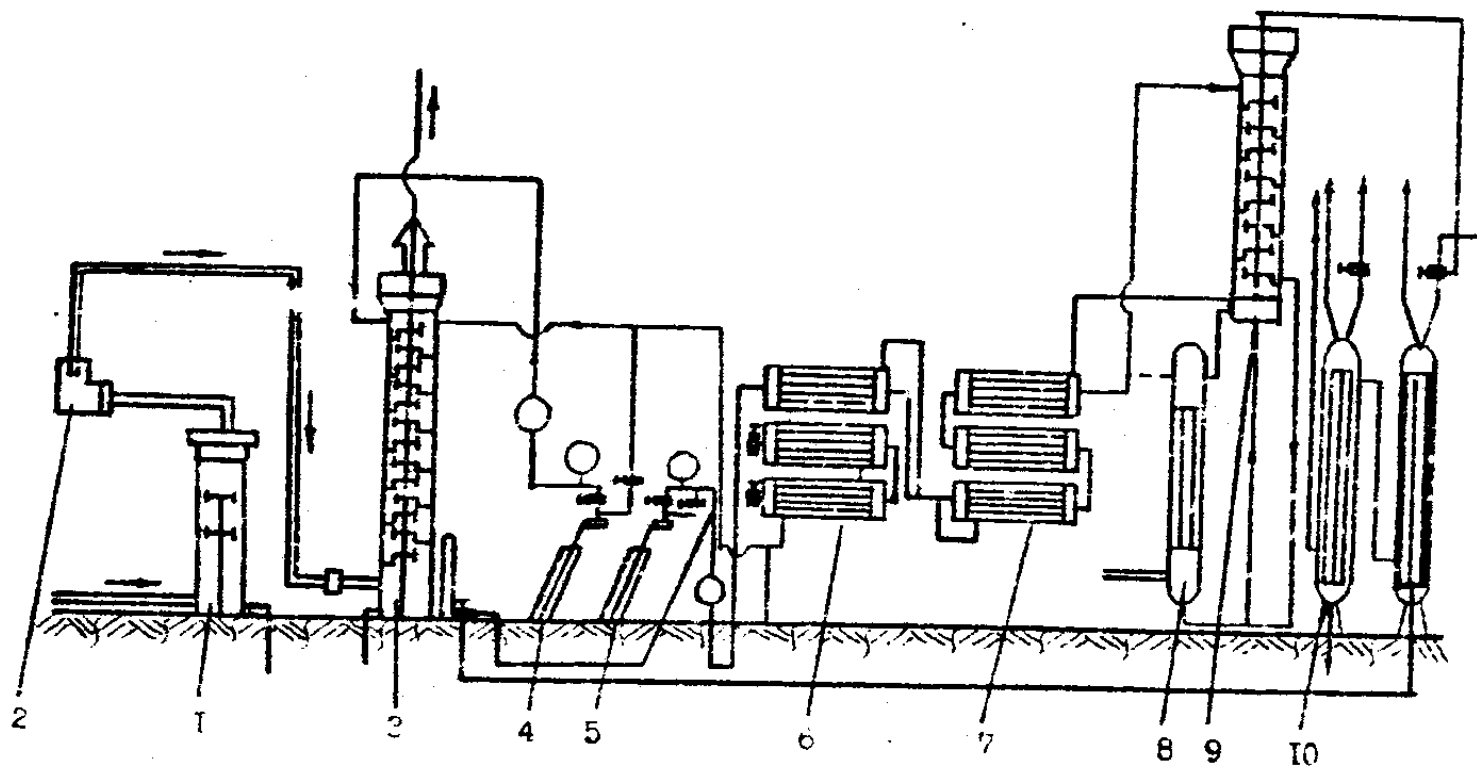


Рис. 4.9. Технологическая схема производства углекислоты из дымовых газов при интенсивном пенном режиме:

1 - охладитель дымового газа; 2 - воздуходувка; 3 - абсорбер; 4, 5 - насос; 6 - теплообменники; 7 - холодильник раствора; 8 - кипятильник десорбера; 9 - десорбер; 10 - конденсатор

Различают загрязнение атмосферы вредными веществами, выбрасываемыми из высоких и низких источников. Выбросы по режиму работы различаются на постоянно действующие и с равномерным или изменяющимся валовым выбросом, а также периодические и залповые. Залповым считают выброс в атмосферу большого количества вредных веществ за короткий промежуток времени.

Выбросы разделяются на централизованные и децентрализованные. В первом случае загрязненный воздух собирается в одну или две трубы и рассеивается в высоких слоях атмосферы, обеспечивая чистоту воздуха на промплощадке. Децентрализованные выбросы устраиваются отдельно от каждого технологического агрегата. К ним также относятся выбросы через фонари, воздушки от химических аппаратов и емкостей, утечки вредных газов и паров через неплотности оборудования и коммуникаций, открыто расположенных на промплощадке.

Отечественными и зарубежными исследователями разработаны надежные методики расчета загрязнения атмосферы. В 1963 г. Д.Л. Лайхтман [37] дал расчеты вертикальных и горизонтальных рассеяний. В 1973 г. Н.Л. Бызова [38] разработала методическое пособие по расчету рассеяния примесей. Из зарубежных необходимо отметить работы О.Г. Сэттона [39], Х.Е. Крамера [40], Ф. Пасквилла [41], в которых изложена и развита теория рассеивания примесей, основанная на статистической теории турбулентности.

Основные загрязнения выбрасываются в атмосферу через дымовые трубы, расчеты которых производятся по программам, разработанным на ЭВМ.

В Дальвостниипроекте выполнен расчет вредных выбросов при переводе котельной с твердого топлива на газ ПГУ, оборудованной тремя котлами КВ-10 и тремя котлами ДКВР-6,5 суммарной производительностью 49,5 т пара в час.

Топливом для котельной служит бурый уголь с характеристиками - $A^P=22\%$, $S^P=0,4\%$, $Q^P_n = 2900$ ккал/кг. Годовой расход топлива на котельную - 36780 т, максимальный - 11,1 т в час. Дымовые газы выбрасывают через две кирпичные трубы - $H=30$ м, $\varnothing 1,2$ м и $H=45$ м, $\varnothing 1,5$ м. Для очистки дымовых газов от взвешенных частиц установлены батарейные циклоны БЦ со степенью очистки 85%. По проекту реконструкции все котлы полностью переводятся на газообразное топливо. Расход газа на котельную составит 118525 тыс. m^3 в год и 45 тыс. $m^3/ч$ с теплотворной способностью 800 ккал/ m^3 , содержание сероводорода в газе - 0,1%.

Расчет рассеивания проведен по программе "Эфир-6" на самый неблагоприятный зимний период без учета фоновых концентраций по следующим веществам и группам суммации:

пыль с коэффициентом оседания 3,0;

оксид углерода; суммация сернистого ангидрида и оксидов азота.

Результаты расчетов приведены в **табл.4.1**.

Расчеты рассеяния загрязняющих веществ показали, что уровень загрязнения атмосферы пылью в районе при переводе котельной на газ значительно снизится, так как при сжигании газа выбросы пыли отсутствуют. Загрязнение атмосферы сернистым ангидридом и диоксидом азота снижается. Необходимо учитывать, что рассмотренная схема станции ПГУ не предусматривает очистку от сернистых соединений и диоксида углерода.

Экономическая оценка ущерба (Y), причиняемого годовыми выбросами вредных веществ в атмосферный воздух, определяется по формуле [42]:

$$Y = \gamma \cdot \sigma \sum_{i=1}^n \varphi_i m_i A_i, \text{ р/год,}$$

где $\gamma = 2,4$ р/у.т.

$\sigma = 2$.

Значение величины $\sum_{i=1}^n \varphi_i m_i A_i$ рассчитано в таблицах и составляет 55891,6 р. и 2943, р.

Величина ущерба при работе котельной на угле:

$$Y_1 = 2,4 \times 2 \times 55891,6 = 268,3 \text{ тыс. р/год.}$$

Величина ущерба после перевода котельной на газ:

$$Y_2 = 2,4 \times 2 \times 2943,5 = 14,13 \text{ тыс. р/год.}$$

Предотвращенный ущерб:

$$Y = Y_1 - Y_2 = 254,2 \text{ тыс. р/год.}$$

Таким образом, перевод котельной на газ ПГУ позволил улучшить экологическую обстановку в районе и снизить экономический ущерб от загрязнения атмосферы на 254,2 тыс. р. в год.

Существенное влияние на общий фон загрязнения атмосферы оказывают выбросы из низких источников. Это - утечки из подземного газогенератора, аэрационных фонарей над зданиями, открыто установленного технологического оборудования, через неплотности фланцевых соединений, в сальниковых устройствах и т.д. В целом на промышленной площадке станции и окружающей территории поле концентрации вредных веществ создает выбросы из высоких и низких источников. Установлено, что валовый выброс из низких источников меньше, чем из высоких.

Существует целый ряд директивных документов и работ, позволяющих рассчитать количество рассеяния вредных веществ из низких источников. Так, ВНИИОГ ВЦСПС выпущено Руководство по расчету загрязнений воздуха на промплощадках. В.М. Эльтерман [43] предложил усовершенствованный метод рассеивания вредных веществ от низких источников. Предложенные методы расчета рассеивания вредных веществ от низких источников учитывают опасную скорость ветра, дают достоверное приближение расчетных концентраций к действительно возможным и ориентируют проектировщиков на лучшие инженерные решения устройств выброса загрязненного воздуха.

Т а б л и ц а 4.1

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ котельной,
работающей на угле и газе ПГУ

Концентрация загрязняющих веществ в долях ПДК	Пыль	Суммация сернистого ангидрида и оксидов азота
	Уголь	
Максимальная	1,8	1,34
На границе промплощадки	1,0	1,0
В жилой застройке	1,0	1,0
	Газ ПГУ	
Максимальная	Отсутствует	1,24
На границе промплощадки	Отсутствует	0,8
В жилой застройке	Отсутствует	0,8

Примечание. Расчет оксида углерода не проводился, так как $\sum C_{M_i} < 0,1$

Загрязнение атмосферы выбросами из открыто расположенного оборудования. На промышленной площадке станции расположено большое количество оборудования вне зданий и помещений. Это абсорберы, десорберы, вакуумфилтры, насосы, котлы-утилизаторы, электрофилтры и другое, которое находится под давлением или разряжением и является источником выброса вредных веществ в атмосферу. Источником выбросов здесь могут быть технологическая установка, наружная установка или блок оборудования.

Технологическая установка представляет собой комплекс зданий, сооружений и оборудования, занимающий определенную площадь и предназначенный для осуществления технологического процесса. Наружная установка - это комплекс аппаратов, расположенных вне зданий с несущими и обслуживающими конструкциями и представляющими часть технологической установки. Блок оборудования - однотипное сгруппированное оборудование наружной установки (насосы, теплообменники, колонны и т.д.).

При определении загрязнения атмосферы при открытом размещении оборудования необходимо учитывать следующие факторы:

размещение источников выделения вредных веществ и производственных зданий в плане и по высоте;

габариты и форму открыто установленного технологического оборудования;

количество выделяющихся вредных веществ;

расчетная скорость ветра;

интенсивность турбулентности ветрового потока;

В.М. Эльтерман [43] привел подробную методику расчета и анализа загрязнения атмосферного воздуха при открытом размещении оборудования.

Основным направлением уменьшающих степень загрязнения промышленных площадок и прилегающих районов является сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу. На станциях "Подземгаз" это достигается разработкой и применением технологических схем, предусматривающих комплексную очистку газа от балластных и вредных примесей, уменьшение источников выбросов загрязняющих веществ. К основополагающим мерам следует отнести:

очистку газа от сернистых соединений (при очистке попутно получают ценные химические вещества - серу, серную кислоту, сульфат аммония, гипосульфат);

уменьшение выбросов оксидов азота (понижают максимальную температуру пламени, ограничивают избыток воздуха, используют двухступенчатое сжигание, рециркуляцию дымовых газов, переоборудуют топки и камеры сгорания, сжигание в псевдоожиженном слое); в некоторых случаях приходится удалять оксиды азота из дымовых газов перед выбросом их в атмосферу, возможными способами являются: абсорбция (водой, растворами щелочей, карбонатов, органических веществ, серной кислотой, расплавами карбонатов щелочных металлов и их гидрооксидов), адсорбция (активированным углем, оксидом марганца, подщелоченными оксидами железа);

сокращение выбросов оксида углерода (хорошее смешение газа и воздуха, контроль за полнотой сгорания топлива, устройства для каталитического дожигания);

очистку газа от пыли (посредством применения циклонов и электрофилтров);

очистку газа от диоксида углерода (очистка растворами МЭА с использованием выделенного продукта CO_2 для различных целей);

прекращение сжигания газа на факельных системах (регуляция технологических процессов, создание резервных емкостей для сбора фенольного газа с целью последующего использования);

герметизацию технологического оборудования и коммуникаций;

кольцевание продувочных линий и воздушников с утилизацией выбросов;

замену открытых дренажных емкостей и аппаратов закрытыми с дренированием в емкости;

уменьшение сбросов через предохранительные клапаны посредством установки контрольных клапанов со сбросом в закрытую систему;

устранение пропусков сальниковых устройств следующими способами: использование колец из фторопласта, уплотнением вращающихся валов с помощью магнитного поля, установкой двойных торцевых уплотнителей;

уменьшение расхода сточных вод путем более широкого использования системы оборотного водоснабжения и аппаратов воздушного охлаждения;

снижение выбросов через градирни уменьшением расхода оборотной воды при установке аппаратов воздушного охлаждения.

Разработаны технологии, дающие возможность эффективно бороться с загрязнением атмосферы. Выбор конкретного способа сокращения количества выбрасываемых вредных веществ определяется технико-экономическим анализом различных способов и величиной предельно допустимого валового выброса.

Учитывая большое количество выбросов загрязняющих веществ на станции, рекомендуется в проекте определять фоновое загрязнение от предприятия на основе расчетов по размещению технологического оборудования, а также на первом этапе проектировать станции малой (до 250 млн м³/год) и средней до 1000 млн м³/год) производительности с целью разработки технологии, дающей минимальное загрязнение атмосферы. Как видно из приведенного примера, основное направление по сохранению чистоты атмосферы - перевод котельных с твердого и жидкого топлива на газообразное.

4.7. Контроль за состоянием атмосферы

Для обеспечения чистоты атмосферы и соблюдения технологии производства необходимо постоянно контролировать состояние приземного слоя воздуха на промышленных площадках, в помещениях, а также в ближайших жилых поселках. С этой целью на промышленной площадке станции для систематического наблюдения за состоянием воздушной среды устанавливают стационарные павильоны размером в плане 2×2 м и высотой 2,9 м, где размещаются контрольные приборы. Осуществляют замеры вредных веществ: диоксидов серы, углерода, азота, оксида углерода. В павильонах имеется устройство, позволяющее отбирать пробы на запыленность воздуха и содержание в нем аэрозолей, а также приборы, регистрирующие скорость и направление ветра. Разработаны конструкции газоанализаторов, дающие возможность с единого пульта контролировать состояние атмосферы в различных наиболее потенциально опасных местах. Разработанная централизованная система контроля воздуха позволяет определить степень загрязнения воздуха различными веществами, фиксировать метеорологические условия в различных пунктах замера и передавать информацию на центральный пункт. На **рис. 4.10** дана блок-схема автоматической системы контроля и передачи данных наблюдений за загрязнением воздуха [43].

Блок-схема комплектуется контрольно-замерными станциями (КЗС), на которых имеются датчики, производящие замеры CH₄, CO, CO₂, H₂, S. Полученные замеры загрязняющих веществ передаются на ЦСИ, где происходит обработка и хранение полученной информации на ЭВМ. Анализируя данные о загрязнении воздуха и метеорологические параметры: направление и скорость ветра - можно установить место и причину концентрации вредных веществ и принять необходимые оперативные меры.

Автоматическая система контроля должна выводиться на центральный пульт управления, иметь соответствующую сигнализацию при аварийных случаях содержания вредных веществ в атмосфере и напоминающее устройство, позволяющее анализировать состояние приземной атмосферы в пространстве и во времени.

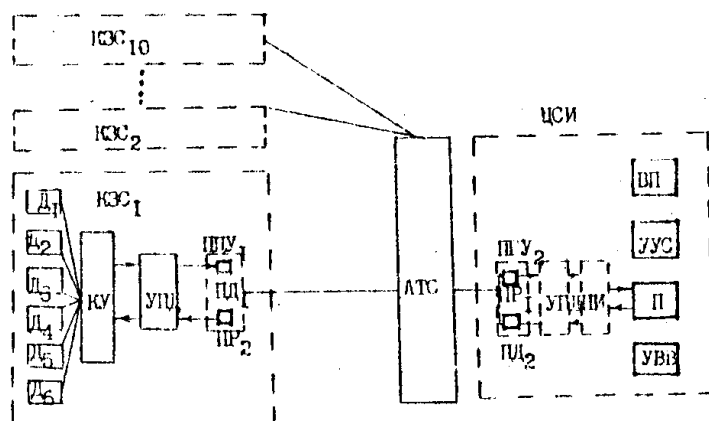


Рис. 4.10. Блок-схема автоматической системы централизованной передачи данных наблюдений за загрязнением воздуха:

КЭС - контрольно-замерные станции; Д₁ - Д₆ - датчики; КУ - кодирующее устройство;
 УПД - устройство повышения достоверности; ППУ - приемно-передаточное устройство;
 ПД₁(ПР₁) и ПД₂(ПР₂) - передатчики (приемники) прямого и обратных каналов; ЦСИ - центральный
 сбор информации; ПИ - получатель информации; УУС - устройство управления системы;
 УВВ - устройство ввода-вывода; ВП - внешняя память; П - процессор (ЭВМ)

На станциях должен осуществляться оперативный и долговременный контроль за чистотой атмосферного воздуха. Оперативный контроль за состоянием атмосферного воздуха проводит дежурный персонал с помощью телеметрических средств с выводением данных и результатов анализа, выполненных дежурным лаборантом, на щит оператора. При превышении ПДК дежурному подается звуковой или световой сигнал с указанием загазованного места для принятия оперативных мер.

Долговременный контроль выполняется инженернотехническим персоналом станции на основе ежесуточных сравнительных анализов состояния атмосферы. Результаты отражаются в специальных журналах, рапортах по графикам, согласованным с СЭС. На основе этих документов на станции должны определяться направления по снижению ущерба от загрязнения атмосферного воздуха.

4.8. План ликвидации возможных аварий как оперативный способ локализации залповых выбросов в окружающую среду

В процессе работы возникает необходимость получения, транспортирования и использования целого ряда токсичных веществ (жидкий хлор, соляная кислота, аммиак и т.д.). При возникновении аварийных ситуаций - взрыв цистерн, разрыв трубопроводов, разлив на почве легкокипящих и летучих жидкостей - происходит кратковременный большой выброс вредных веществ в атмосферу. Возникшая аварийная ситуация должна быть ликвидирована в короткий промежуток времени, разлившаяся жидкость нейтрализована или собрана в специальные емкости, или покрыта изолирующим материалом. В рассмотренном случае необходимо определить максимальные концентрации вредных веществ, выделившихся при аварии в приземной слой атмосферы с целью оперативного принятия мер по локализации очага аварии и предотвращения отравления персонала на соседних объектах. Действия персонала в данном случае определяет специально разработанный на каждом предприятии план ликвидации аварий.

Для расчета максимальных концентраций вредных веществ от наземных кратковременных источников можно рекомендовать метод расчета, разработанный Главной геофизической обсерваторией под руководством М.Е. Берлянда [44]. Выполненные оперативно расчеты степени загрязнения воздуха или почвы позволят правильно определить меры по ликвидации аварии.

В плане ликвидации аварий предусматриваются виды возможных аварий и места их возникновения, мероприятия по спасению людей и ликвидации аварий, определяются места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварии: а также действия газоспасательного отряда и пожарной части.

Ниже приводятся виды аварий и места их возникновения на поверхностном комплексе станции:

- загазовывание помещений горючими газами через фланцевые соединения или разрушенные трубопроводы и аппараты;

- загазовывание помещений инертными газами (азотом или диоксидом углерода) через неплотности в сальниковых устройствах, разрушенные аппараты;

- разгерметизация оборудования, содержащего жидкие агрессивные и токсичные вещества (метанол, фенол, смолы, бутилацетат и др.);

- разгерметизация газовых скважин; отключение подачи воды на охлаждение аппаратов кислородного блока;

- взрыв цистерны или емкости с агрессивными или токсичными веществами;

- пожар в одном из помещений станции.

На предприятии должны быть организованы, обучены и оснащены газоспасательные дружины (ДГД), которые оперативно включаются после оповещения об аварии в работы по ее ликвидации и локализации. Кроме того, крупные станции должны обслуживаться специально созданными и предназначенными для оперативной ликвидации аварий газоспасательными частями.

Необходимо особо обратить внимание на оснащение ДГД средствами связи, индивидуальной защиты, а также другим, необходимым в процессе ликвидации аварий, оборудованием.

План ликвидации возможных аварий включает следующие разделы: оперативная часть; распределение обязанностей между должностными лицами, участвующими в ликвидации аварий и порядок их действия; список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии; список лиц, ответственных за выполнение мероприятий, предусмотренных планом ликвидации аварий; список членов добровольной газоспасательной дружины, перечень безопасных участков и мест для вывода персонала, не связанного с ликвидацией аварий, и лиц сторонних организаций; инструкцию по аварийной обстановке оборудования; мероприятия после ликвидации аварии; список средств защиты, находящихся в аварийных шкафах; список газо-, взрыво- и пожароопасных мест и работ по распределению их по группам.

Должны проводиться систематические учения по ликвидации возможных аварий на станции с разбором действий должностных лиц, ДГД и газоспасательных частей.

В целом план ликвидации возможных аварий при хорошо оснащенном персонале позволяет быстро и оперативно ликвидировать возможные очаги аварий и тем самым предотвратить загрязнение окружающей среды залповыми выбросами вредных веществ.

Глава 5

ПРИНЦИПЫ И ПРАКТИКА ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОЦЕНОК ПРОЕКТНЫХ РАЗРАБОТОК

Реализация концепции рационального природопользования возможна лишь при создании управляемого природно-производственного социального комплекса, способного поддерживать на заданном уровне состояние качества природной среды, благоприятное для жизнедеятельности, посредством оптимизации технологических нагрузок при одновременной минимизации затрат труда на охрану окружающей среды. Решение этой масштабной задачи должно основываться на разработанной научно обоснованной программе, отражающей все многообразие процессов и явлений, протекающих в природно-производственном (социальном) комплексе. В этом случае целью экологического управления могут быть планирование и регулирование качества природной среды в условиях техногенного воздействия локального, регионального или глобального масштаба. В широкой практике обычно рассматриваются первые два уровня.

Управляющие системы производства отраслевого территориального значения в функциональном понимании состоят из трех основных элементов: планирование, организация и регулирование (оперативное управление) [45].

Планирование определяет цели (долгосрочные, перспективные, текущие), а также включает прогнозирование, задачами которого являются: определение вероятных состояний объекта в будущем; установление набора альтернативных путей и сроков их достижения. Эти задачи соответствуют поисковому и нормативному прогнозированию. На первом этапе принятия планового решения выбирают наиболее предпочтительную группу целей, основываясь на критериях, разработанных в процессе предпрогнозных исследований. Второй этап заключается в выборе окончательной цели на основе оптимизации процессов и средств их достижения формированием при этом критериев оптимальности.

Таким образом, при выборе решения необходимо иметь группу критериев или нормативных показателей, определяющих желаемое состояние объекта управления и пути его достижения.

Задача второго элемента управления - организации - создание новых или использование старых структур и процедур, соответствующих целям управления. Задачей регулирования является оперативное воздействие на достижение целей при помощи контроля и текущего анализа данных объекта управления.

Определяя методологию построения программы экологически приемлемого природопользования, мы должны основываться на безопасном уровне использования экологического резерва природной системы, где необходимо учитывать большое число факторов.

Таким образом, оптимальная модель природопользования и обеспечивающая ее программа исследований должны создаваться с экологического блока эколого-экономической подсистемы с обеспечением экономической эффективности предприятия и обязательным включением подсистемы "безопасность труда". Сложной задачей здесь является выделение границ комплексного объекта, отвечающего одновременно управлению социально-экономическими и природно-техногенными процессами. Затем необходимо определить социально-экономические функции природных объектов с целью оптимизации объектов управления.

Следующий аспект задачи - своевременная подготовка информационной базы, необходимой для оперативного анализа объекта управления. Определяющим фактором в реализации данного вопроса является наличие территориальных автоматизированных банков информации о состоянии и изменениях объекта, без которых невозможно использовать результаты прогнозов в управлении по решению задач оперативного и текущего планирования. Эколого-экономические модели природопользования комплексного объекта позволяют решать задачи управления хозяйственной деятельностью и выбирать оптимальные варианты развития производственных систем с учетом изменения природной среды.

Перспективным направлением в решении задач природопользования следует признать информационно-управляющие системы на базе системно-кибернетических моделей и интеллектуальных систем.

При формировании стратегии и программы управления природно-техногенными системами большое значение имеет информационное обеспечение, которое разделяется на три группы: основная (формирует кадастр объекта), справочная и фактографическая, из которых наиболее труднодоступна последняя. В свою очередь фактографическое обеспечение задач управления техногенными подсистемами природно-техногенного комплекса разделяется на два крупных блока: сведения, необходимые для построения моделей, используемых в рамках предплановых прогнозных исследований; сведения, необходимые для эколого-экономической оценки состояния и прогнозируемых изменений в рассматриваемом объекте.

В первый блок информации включают сведения о среде протекания процессов: литосфере, гидросфере, атмосфере, биосфере.

В пределах литосферы необходима информация о вещественных и структурных особенностях среды протекания процессов: пространственное размещение горных пород различного генезиса, находящихся в зоне влияния факторов техногенеза (генезис, литология); вещественные и структурные характеристики горных пород (химический и минералогический состав, физико-химические свойства, структура); особенности, определяющие возможность возникновения одного или совокупности процессов с учетом априорно известных типов воздействий на водообменные литосистемы (распределение слоев пород по проницаемости, обводненность толщи пород в зоне техногенеза); газовая составляющая пород (химический состав, распределение в толще пород, генезис, миграция, количественные оценки). Информация о гидросфере как среде протекания процессов в основном представляется сведениями о подземной гидросфере: подземные воды (генезис, химический и минералогический состав, количественные характеристики подземных вод); газовая составляющая (химический состав, генезис, количественные оценки).

В первой группе сведения о биосфере представляются информацией о биотической составляющей литосферы и подземной гидросферы: биота литосферы и гидросферы (виды микроорганизмов, особенности их распределения, количественная оценка).

Во вторую группу входят данные о природных граничных и внутренних условиях, давших толчок к возникновению естественных геологических процессов, и данные продолжающие их определять в условиях техногенеза, а также о динамике проявления процессов: новейшие тектонические движения в пределах территории; дизъюнктивные нарушения среды протекания процессов (в толще горных пород); в зоне размыва; в зоне дробления; прочие изменения естественного залегания (нарушения горных пород, водоупорных слоев и др.), гидрографическая сеть территории в зоне водообменной литосистемы и ее гидрологические характеристики (режимы расходов и уровней поверхностных водотоков и водоемов); стоковые характеристики водосборных бассейнов; уровни и напоры подземных вод; интенсивность фильтрационного питания грунтовых вод в естественных условиях; физико-химические свойства; рельеф, палеорельеф, современный рельеф, морфометрические характеристики рельефа; погребенные долины, сформировавшиеся в процессе геологического развития территории; долины как современные водотоки, засыпанные в процессе хозяйственной деятельности; почвы (характеристики плодородного слоя почв в зоне техногенного воздей-

ствия; оценки санитарного состояния почв, используемых в различных видах землепользования) характеристики процессов, происходящих в геологической среде (процессы водообмена; тепломассопереноса; биохимической: физико-химической и механической трансформацией горных пород); процессы, проявления которых являются следствием взаимодействия большинства из указанных выше процессов, например, провальнo-карстовые, оползневые, эрозионные и т.д.); распределение зон проявления процессов; биосистемы в зоне техногенного воздействия (основные типы биосистем: зооценозы, биоценозы, фитоценозы; структурная и функциональная характеристики сообществ; системно-динамические качества экосистем; биогеохимические циклы).

Первые две группы характеризуют природную систему в естественном состоянии (т.е. не испытывающую техногенного воздействия), поэтому для изучения процессов, протекающих в природных системах под действием техногенных нагрузок, необходима первичная информация об этих нагрузках и факторах воздействия.

Третья группа обеспечивает информацией, необходимой для оценки дополнительных граничных и внутренних условий протекания процессов, привнесенных в природные системы в процессе жизнедеятельности. Первичная информация этой группы должна характеризовать все виды хозяйственных социальных систем, расположенных в пределах исследуемой территории, и включает: функциональное зонирование территории (материалы схем и проектов районной планировки, генпланов населенных пунктов и др.); планы и схемы функционального зонирования территории застройки; отраслевые планы и схемы функционального зонирования: водо-, тепло- и энергоснабжения, канализации, обводнения, транспорта, промышленности, благоустройства, инженерной подготовки, землепользования и др.; планы детальной планировки (ПДП); проекты и схемы размещения отдельных сооружений, имеющие важное значение для оценки воздействий на гидrolитосферу: проекты водозаборов подземных вод, ТЭЦ, водонапорных станций, резервуаров, гидротехнических сооружений, промышленных предприятий; схем внутриквартальных инженерных сетей, асфальтирования, перемещения грунтовых масс в процессе строительства; данные о складировании и захоронении промотходов, более детальные по сравнению с материалами плана районной планировки и генпланов городов.

При этом требуемые сведения должны определять в пределах каждой функциональной зоны виды всех компонентов хозяйственных систем, характер их функционирования, а также плотность размещения различных объектов в пределах зоны. Дополнительной информацией в промышленных зонах являются: данные о типах предприятий, технологических особенностях производства, характере используемого сырья, состава промышленных стоков (аналогичные сведения необходимо иметь и по другим функциональным схемам). Особо должны рассматриваться объекты, являющиеся мощными источниками возмущения геологической среды (магистральные транспортные коммуникации, инженерные сети, водозаборы подземных вод, хранилища ГСМ, водопроводные станции, гидротехнические сооружения).

Таким образом, информация первого блока в целом должна отражать современную и перспективную освоенность территории, а также состояние гидrolитосферы водообменных литосистем.

Информацию, входящую во второй блок, можно разделить на две группы сведений. К первой относятся данные о неблагоприятных последствиях техногенных изменений природной среды для функционирования хозяйственных, социальных и природных систем: сведения о повреждениях и разрушениях, связанные с проявлением геологических процессов (разрушение зданий, поверхностных и подземных коммуникаций); сведения о деградации по геологическим причинам природных объектов (почв, земель, зоо-, фито- и биоценозов); сведения об ухудшении санитарно-гигиенической обстановки территории, обусловленной влиянием хозяйственных систем (превышение предельно допустимых норм содержания вредных техногенных агентов в воздухе, почве, пищевых объектах); сведения о деградации биосистем

вследствие превышения предельно допустимых экологических нагрузок производственно-социальными системами.

Во вторую группу информации данного блока входят сведения главным образом экономического характера. Назначение данной информации - обеспечение экономических оценок последствий техногенных изменений (определение ущерба вследствие ухудшения качества природных объектов, а также как источника ресурсов полезных ископаемых; определение ущерба, наносимых хозяйственными системами наземным элементам ландшафта; определение ущерба, наносимого здоровью человека, а также оценки эффективности средоохранных (средозащитных) мероприятий).

Получение информации, указанной выше, в объеме, достаточном для решения задач рационального природопользования, представляет огромный труд, который сегодня ложится в основном на плечи разработчиков, проектирующих производственные комплексы и их размещение в природных системах. Сбор информации значительно облегчается при наличии необходимых кадастров по различным объектам природно-социальных систем и развитой сети информационных банков данных мониторингов био- и техносферы.

Для облегчения сбора информации на текущий момент можно воспользоваться матрицей сбора данных, предложенной в работе [46].

5.1. Общие принципы оценки эффективности природоохранных мероприятий

Отечественными и зарубежными исследователями доказана экономическая целесообразность исследования наряду с углем, нефтью и природным газом также газа, полученного путем подземной газификации угля. Согласно исследованиям работы станций "Подземгаз", эксплуатируемых в различных регионах страны, а также проектируемых новых, установлено следующее:

использование газа ПГУ (воздушное дутье) вместо угля, добываемого в Кузнецком бассейне шахтным и открытым способами, обеспечивает снижение трудоемкости выработки электроэнергии на 1000 кВт мощности до 20%, а для котельных этот показатель выше в два раза;

затраты на транспортировку газа ПГУ в сравнении с перевозкой твердого топлива на расстояние до 100 км зависят от объемов производства и калорийности газа. Экономически выгодным является передача газа калорийностью 4,19 МДж/м³ (1000 ккал/м³) на расстояние до 100 км, а с калорийностью 8,38 МДж/м³ (1000 ккал/м³) - на расстояние до 200 км [25];

сопоставление текущих и капитальных затрат на получение газа ПГУ (в расчете на 1 т у.т.) показывает, что они выше, чем трудозатраты при открытом способе добычи угля и ниже в 1,1 - 1,4 раза, чем при подземном извлечении топлива. Эффективность получения газа ПГУ возрастает при извлечении и реализации побочных продуктов (смол, фенолятов, сульфата аммония и др.).

Такие преимущества получения газа ПГУ в сравнении с традиционными способами разработки угольных месторождений, как возможность эксплуатировать участки со сложными геологическими условиями, автоматизированный контроль получения газа, резкое сокращение обслуживающего персонала при добыче и использование топлива, улучшение санитарно-гигиенических условий и повышение уровня безопасности труда, делают особенно актуальным широкое развитие этого метода для различных регионов страны.

Экономические и социальные выгоды использования технологии получения газа ПГУ на современном этапе требуют изучения экологического воздействия на природу и определения экономической оценки последствий от эксплуатации данных предприятий.

Проблемы рационального использования минеральных ресурсов и охрана природы всегда ставились на уровень важнейших государственных задач. Деятельность различных предприятий в стране регламентируется рядом нормативных актов, важнейшим из которых является

Постановление Совета Министров РСФСР от 9 января 1991 года N 13 [47]. В отмеченном документе существенно повышена плата за пользование природными ресурсами и нанесение экологического ущерба природе. Определение платы за выбросы загрязняющих веществ и стимулирование предприятий угольной промышленности по внедрению ресурсосберегающих технологий производится на основе действующих нормативно-методических положений [42,48,49].

Отмеченные документы предусматривают определение платы за выбросы (сбросы) загрязняющих веществ и платы за природные ресурсы.

Плата за выбросы загрязняющих веществ включает:

сброс в водные объекты загрязняющих веществ; выбросы вредных веществ в атмосферу; размещение твердых отходов производства.

Согласно действующим положениям, устанавливаются два вида нормативов платы за выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в природную среду:

за допустимые (в пределах установленных лимитов) выбросы (сбросы) загрязняющих веществ;

за превышение допустимых (относительно установленных лимитов) выбросов (сбросов) загрязняющих веществ.

Расчет величины платежей за сброс загрязняющих веществ.

Расчет величины платежей за сброс загрязняющих веществ в водоемы и выбросы в атмосферу производится по нормативам платежей, установленным в рублях на 1 т сброса (выброса) i -го вида загрязнения и соответствующей массы этих загрязнений.

Размер платы предприятия за допустимый сброс (выброс) загрязняющих веществ (P'_j) определяется по формуле:

$$\Pi'_j = \sum_{i=1}^n P'_i m'_{ij}, \text{ тыс. р. в год, (5.1)}$$

где $j=i...m$ - индекс предприятия, которому установлен лимит на сброс (выброс) загрязняющих веществ; $i=1...n$ - виды загрязняющих веществ; P'_i - норматив платежей на 1 т сброса (выброса) i -го вида загрязнений в пределах норм, тыс. р.; m'_{ij} - масса сброса загрязнений i -го вида в пределах установленных норм (лимита), т/год.

Значение m'_{ij} принимается по плановому объему сброса (выброса) загрязнений, если он не превышает нормативы. Размер платы предприятия за сверхнормативный сброс (выброс) загрязняющих веществ (Π''_j) определяется по формуле:

$$\Pi''_j = \sum_{i=1}^n P''_i \Delta m^{\Phi}_{ij} - S_{ij}, \text{ тыс. р. в год, (5.2)}$$

где P''_i - норматив платежей за 1 т сброса (выброса) i -го вида загрязнений, тыс. р.;

m^{Φ}_{ij} - масса фактического сброса (выброса) i -го вида, превышающая установленный нормативный объем, т/год;

S_{ij} - единовременные включения предприятия в мероприятия по снижению сверхнормативных выбросов, освоенные в отчетном году, тыс. р. в год.

Расчет платы за размещение отходов в пределах лимита (C_f) производится по формуле:

$$Cf = \sum_{i=t}^n L_{ij}^t P_{ij} K_1^i K_2^i - S_{ij}^t, \text{ тыс. р в год, (5.3)}$$

где L_{ij}^t - лимит размещения i -го вида отходов j -го предприятия за период t , тыс. т; P_{ij} - норматив платежей, р./т; K_{1i} , K_{2i} - коэффициенты учета собственно месторождения и характера обустройства места складирования отходов; S_{ij}^t - затраты j -го предприятия для уменьшения объема образования и размещения отходов данного вида i за период взимания платы t , тыс. р.

Лимит размещения i -го вида отходов j -го предприятия (L_{ij}^t) определяется по формуле:

$$L_{ij}^t = Q_{\text{об.пл.}i}^t - Q_{\text{исп.пл.}i}^t, \text{ тыс. т, (5.4)}$$

где $Q_{\text{об.пл.}i}^t$ - плановый объем образования i -го вида отходов за время t , тыс. т; $Q_{\text{исп.пл.}i}^t$ - плановый объем использования i -го вида отходов, тыс. т.

Плата за пользование природными ресурсами включает:

земельные ресурсы;

забор вод из водохозяйственных систем;

полезные ископаемые.

Плата за земельные ресурсы предусматривает систему двух видов ежегодных платежей:

на воспроизводство площадей, отводимых ежегодно для промышленного строительства и горных работ;

на возмещение расходов по охране и улучшению земель региона, развитие инженерно-транспортной инфраструктуры населенных пунктов и их благоустройство.

Плата на воспроизводство земель определяется в зависимости от качества и местоположения земельных участков и является единовременной. Размер этой платы за земли сельскохозяйственного назначения определяют по утвержденным нормативам.

Размер платежей на охрану и улучшение земель на j -м предприятии (Π_j') рекомендуется определять по формуле

$$\Pi_j' = \sum_{i=1}^n (N_{ij} \cdot S_{ij}) 0,01 - B_j, \text{ тыс. р. (5.5)}$$

где j - индекс предприятия;

$i=1...n$ - виды земель (сельскохозяйственные, лесные, городские);

N_{ij} - норматив оценки земли, тыс. р./га;

0,01 - размер платежа от стоимости оценки земель;

B_j - вклад предприятия в развитие и обустройство территории, тыс. р.

Плату за забор воды определяют из объема воды, взятой из водохозяйственных систем в пределах или ниже нормативного и производят согласно тарифов на воду. При сверхлимитном заборе воды плата взимается в пятикратном размере. Плата за полезные ископаемые производится за нерациональное и некомплексное их использование по утвержденным ставкам. Приведенные методологические принципы экономической оценки экологических последствий использованы в процессе выполнения практических расчетов.

5.2. Социально-экономическая оценка экологических последствий производства газа ПГУ

Добыча каменных и бурых углей на современном этапе связана с большими капитальными вложениями и текущими затратами. В себестоимости добычи угля основными затратами являются затраты на заработную плату (42 - 55%) и амортизационные отчисления (17 - 22%). При ухудшении качества поставляемых на электростанцию углей наблюдается увеличение себестоимости (за период с 1970 по 1986 гг. на 77%) [25,50].

Большие потери обусловлены угольными перевозками (отвлечение на перевозки подвижного состава; засорение угольной пылью железнодорожных путей; потери до 2% транспортируемых углей из-за выдувания воздушным потоком; засорение воздушного бассейна в районе железнодорожных путей). Предприятия угольной промышленности оказывают отрицательное воздействие на природу (загрязнение водных источников; нарушение земель горными работами и породными отвалами; отчуждение лесных и сельскохозяйственных угодий; загрязнение воздушного бассейна угольной и породной пылью и др.). Кроме этого, значительный ущерб воздушному бассейну наносят выбросы в атмосферу вредных веществ, образующихся при сжигании углей потребителями. Общество несет значительные потери в связи с ликвидацией последствий аварий, производственного травматизма и профессиональных заболеваний шахтеров.

Внедрение в различных регионах страны подземной газификации угля позволит исключить или значительно уменьшить все вышеперечисленные негативные явления. Кроме того, появится возможность максимально сократить отходы производства и увеличить выход полезной продукции. Технология ПГУ создает условия комплексной переработки сырья и вовлечения отходов производства в народнохозяйственный оборот за счет утилизации побочных продуктов и тепла, а также использования наиболее выгодных способов энергетического и химического использования газа.

Технические разработки и совершенствование технологии ПГУ не могут быть полными без экологической оценки данного производства.

Оценка экологических последствий подземной газификации угля проводилась: для действующих станций "Подземгаз"; проектируемых промышленных объектов.

Влияние производства газа подземной газификации на окружающую среду рассматривается в следующих направлениях: загрязнение грунтовых и поверхностных вод; загрязнение атмосферного воздуха; ландшафтные изменения.

Отличительной способностью эксплуатируемых объектов является образование побочных продуктов. В настоящее время имеются детально проработанные технологии по переработке газа ПГУ, которые обеспечивают выделение определенных химических продуктов. Однако значительное колебание цен и отсутствие фиксированных потребителей данной продукции обуславливают приближенный характер расчетов, необходимых для определения экономической эффективности ПГУ.

На примере эксплуатации Южно-Абинской станции "Подземгаз" количественное содержание ценных химических элементов составляет, г/см³:

газовый конденсат	140 - 400
аммиак	2 - 2,5
бензольные углеводороды	1,2
смола	0,3 - 5,7
пиридиновые основания	0,44 - 0,67
сероводороды	0,3
нафталин	0,04 - 0,09
ацетилен	0,003-0,1
синильная кислота	0,007

В перерасчете на переработку 1 млн т угля примерное количество побочных продуктов составляет, тыс. т:

сульфат аммония	30,0
пиридиновые основания	20,0
феноляты	1,6
смола	8,0
Всего	59,6

О более значительных выгодах свидетельствуют расчеты реализации основной (электроэнергия, метанол) и побочной продукции (аргон, аммиачная вода, смола и др.), выполненные для проектируемой станции "Подземгаз" в Приморском крае (**табл. 5.1**).

Согласно расчетам, представленным в табл. 5.1, следует что сумма побочной продукции составляет 45% общей величины реализации. Полное извлечение данной продукции кроме экономических выгод благоприятно сказывается на окружающей среде.

Следует отметить возможность загрязнения подземных вод в связи с прямым их контактом с очагом газификации, а также утечками газа из подземного газогенератора. В целом степень и масштабы загрязнения подземных вод зависят от природных условий. Изучение условий производства показывает, что отрицательное воздействие процесса ПГУ носит локальный характер и не является угрожающим, так как вокруг очага горения образуется область депрессии подземных вод. За счет этого продукты загрязнения, содержащиеся в утечках газа, конденсируясь при фильтрации, возвращаются в газогенератор и извлекаются на поверхность в виде откачиваемой воды.

Содержание фенолов в подземных водах не превышает 0,01 - 0,5 мг/л, что позволяет использовать их для технического водоснабжения без предварительной очистки. Очистка сточных вод возможна в биохимической установке. Степень очистки воды достигает 98,5% [25]. Оценка загрязнений атмосферного воздуха на действующих станциях ПГУ показала, что загрязнение возможно только при нарушении герметичности аппаратуры и оборудования.

В области охраны экологии воздушного бассейна следует отметить преимущества разработанной и внедряемой в Приморье прогрессивной технологии ПГУ в комплексе с переработкой газа на энерготехнологической установке для выработки электроэнергии и метанола. Согласно результатам расчета рассеивания величина ПДК веществ на границе санитарной зоны составляет:

по сумме кислотных оксидов (серных и азотных)	0,50
оксидам азота	0,46
оксидам углерода менее	менее 0,1

Потребляемое количество воды и характер ее загрязнения характеризуются следующими показателями:

хозяйственно-бытовые нужды	
расход	1,3 м ³ /ч
взвешенные вещества	250 мг/л
БПК полн.	200 мг/л
производственные нужды	
расход	8,2 м ³ /ч
взвешенные вещества	67 мг/л
БПК полн.	542 мг/л
фенолы	34 мг/л
нефтепродукты	38 мг/л.

Газ ПГУ в экологическом отношении по сравнению со сжиганием твердого и жидкого топлива является наиболее чистым, так при его сгорании практически не образуется вредных примесей (сернистого ангидрида, твердых веществ), а содержание оксидов углерода и азота незначительно (табл. 5.2). Для защиты ландшафтов поверхности отработка угольных пластов должна вестись таким образом, при котором не происходит провалов земной поверхности, и полностью сохраняется почвенный слой.

Обобщение опыта работы Ангренской станции "Подземгаз" [51] показало, что оседание земной поверхности над выгазованным пространством составляет 1 - 3 м при мощности пласта 8 - 10 м. Ландшафты и природный слой почвы практически не нарушаются, земля над выгазованным газогенератором используется в подсобном хозяйстве станции для посева зерновых культур и многолетних трав. Специальных затрат на рекультивацию этих земель не потребовалось.

Таким образом, рассмотренная экономическая оценка технологии ПГУ выявила факт значительного меньшего ущерба окружающей среде по сравнению с традиционными. Предложенная технология обработки газа по устранению загрязняющих веществ позволяет существенно улучшить потребительские свойства конечной продукции и получить дополнительные дефицитные вещества, реализация которых значительно повышает общую рентабельность производства.

5.3. Экологическая экспертиза проектных разработок

Возрастающие техногенные нагрузки на окружающую среду обострили вопросы охраны природы и определили необходимость экологической экспертизы проектов в различных сферах жизнедеятельности с целью выбора оптимальных природоохранных решений.

Экологическая экспертиза определяется как комплекс мер юридического и экономического характера, предшествующая реализации проекта, выполненная с целью оценки уровня воздействия принятой технологии на окружающую среду [52]. Экологическая экспертиза возникла как часть технико-экономического анализа, и в настоящее время определены ее цели, круг решаемых задач и иерархические уровни. Современные задачи экологической экспертизы ограничиваются рамками контроля за соблюдением правовых норм и стандартов, регламентирующих порядок рационального природопользования и обеспечивающих защиту окружающей среды и здоровья человека.

Т а б л и ц а 5.2.

Количество вредных примесей в продуктах сгорания различных видов топлива

Примеси	Уголь		Жидкое топливо		Газ ПГУ	
	объемные	г/м ³	объемные	г/м ³	объемные	г/м ³
Твердые частицы (пыль, сажа)	-	1,5 - 4,5	-	0,2 - 0,5	-	-
Оксид серы	0,06 - 0,02	1,6 - 11,0	0,04 - 0,3	1,0 - 7,0	-	-
Оксид азота (в пересчете на NO ₂)	0,03 - 0,1	0,6 - 2,0	0,01 - 0,05	0,2 - 1,0	0,01 - 0,05	0,2
Оксид углерода	0,035 - 0,35	0,44 - 4,4	0,035 - 0,35	0,44 - 4,4	0,01 - 0,1	0,15 - 1,5

Существуют следующие направления экологической экспертизы: планов, проектов, схем, мероприятий; технологических процессов, применяемых и выпускаемых изделий и веществ; открытий, изобретений и рационализаторских предложений; разрабатываемых стандартов. Различают три иерархических уровня: общегосударственный, региональный и локальный. Общегосударственный уровень соответствует экспертизе проектов государственных планов экономического и социального развития. Региональный - характеризует экспертизу проектов планов или территориальных схем развития отдельных крупных регионов, локальный уровень включает экспертизу проектов инженерно-хозяйственных мероприятий местного значения, начиная от проектов планировки и застройки и заканчивая проектами строительства и реконструкции предприятий, защитных сооружений, средств контроля за их работой.

Экологические экспертизы всех направлений и уровней осуществляются государственными организациями-экспертами в соответствии с основополагающими нормативными актами. Экспертиза проводится на основе государственных документов, в которых установлены требования, предъявляемые к рассматриваемым материалам, основные контролируемые показатели, процедура экспертизы, требования к содержательной части заключения.

Процедура экологической экспертизы сводится к проверке документации, рассмотрению ее приглашаемыми специалистами, выездами на место, с запросами дополнительных данных; к оценке представленных документов и других источников информации, вынесению решения. Основой экспертирования планов, проектов, схем, мероприятий в СССР являлись: Инструкция Госплана СССР, Инструкция Госстроя СССР и ГКНТ СМ СССР, Инструкция Минмелиоводхоза СССР, соответствующие документы республиканских органов.

Эффективность экологической экспертизы определяется: обоснованностью поставленных целей; степенью полноты охвата компонентов окружающей среды, которые подвергаются техногенным нагрузкам; совершенством применяемой методологии.

Одной из задач экологической экспертизы является системный анализ окружающей среды наряду с экономическим и техническим. Опыт показывает, что учет экологических аспектов на стадии проектирования снижает уровень загрязнения окружающей среды и затраты по сравнению с предприятием, где борьба с вредным воздействием на среду ведется по отдельным дорогостоящим мероприятиям, которые не предусмотрены в проекте.

Таким образом, основой экологической экспертизы является: оценка исходного состояния окружающей среды; прогноз ее состояния без воздействия проектируемого мероприятия; прогноз изменения состояния окружающей среды с учетом намеченных мероприятий [53]. По новой концепции экологической экспертизы разрабатываются поливариантные проекты, которые представляются на экспертизу, а в заключительном документе особое внимание уделяется обоснованию выбора оптимального варианта [53 - 55].

Одним из существенных недостатков в области экологической экспертизы рядом специалистов признается факт отсутствия ее методологической базы, создание которой видится [56, 57, 58] в системном подходе к изучению процессов, протекающих в природно-производственных (социальных) комплексах. С методологической стороны доказана необходимость использования в экологической экспертизе математического взвешивания и нормализации, построения графов, картографических и эвристических моделей, имитационного и семиотического моделирования.

Основные недостатки проводимой в нашей стране экологической экспертизы: отсутствие методологических и теоретических основ; ясного обоснования экологоэкономических целей; стандартных тестов для оценки компетентности привлекаемых к экспертизе специалистов; осуществление экспертиз организациями-экспертами, которые являются исполнителями проектов; моновариантность представляемых на экспертизу проектов [59].

Таким образом, экологическая экспертиза при устранении отмеченных недостатков позволяет на стадии проектирования достичь сбалансированности экологических и экономических целей при минимизации необходимых затрат на достижение заданного качества природной среды в условиях техногенного на нее воздействия. Реализация экологической экс-

пертизы может осуществляться посредством применения теории принятия решений [60, 61, 62] в условиях риска на базе определения субъективной вероятности происхождения случайных событий, а также принятия решения в условиях разной степени неопределенности.

Экспертиза станций ПГУ может осуществляться методами экспертных оценок и экспертных систем. Реализация экологической экспертизы методом экспертных оценок включает этапы: 1) подбор экспертов; 2) создание группы управления; 3) разработка положения об экспертизе; 4) экспертный опрос; 5) обработка результатов экспертизы.

В зависимости от иерархического уровня экологической экспертизы (в нашем случае локальной) в качестве организатора группы управления выступают учреждения различного подчинения - от правительственных до местных (местный, районный Совет народных депутатов). Задачи группы: выбор места и времени экспертизы; подбор экспертов; обеспечение экспертов необходимой информацией; выбор процедуры экспертизы; разработка положения об экспертизе и проведение ее.

Станции ПГУ как объект экологической экспертизы требует наличия специалистов-экспертов: биологов (экологов), почвоведов, гидрологов, гидрогеологов, инженеров-геологов, геохимиков, метеорологов, медиков, горных инженеров, химиков-технологов. При этом главное внимание должно быть уделено тем специалистам, которые работают на стыке наук. Собственно экспертная группа формируется в соответствии с выбранными методами оценки о компетентности: самооценка, взаимная оценка, судейский метод; документальный метод; тестовый метод. В нашем случае следует отдать предпочтение тестовому методу, сущность которого в проведении тестирования на задаче, адекватной поставленной в предстоящей экологической экспертизе. Из специалистов, прошедших проверку, формируется группа экспертов, общее количество их определяется иерархическим уровнем экологической экспертизы, числом и сложностью поставленных в ней вопросов. Возможна, исходя из сложности поставленных вопросов, необходимость формирования в пределах группы нескольких подгрупп.

Параллельно ведется работа по обоснованию информационной концепции экспертизы и процедуры ее реализации. Из двух информационных концепций (первая: "сближение" суждений экспертов в процессе экспертизы, их приближение к некоторому среднему суждению; вторая: допуск любых аргументированных мнений экспертов) нами выбрана вторая, как имеющая большую значимость для качественного проведения экспертизы. При процедурной реализации выбранной концепции учитываются факторы, обеспечивающие эффективность и качество экологической экспертизы: информативность материала, представленного эксперту; количественный оптимум информации; экономичность экспертизы.

Первый аспект информативности материала (связан с правильным выбором приоритетных показателей, характеризующих в полном объеме поставленную проблему) решен путем представления экспертам основных показателей технологии, экономики, состояния природной среды, источником и мощности генерируемых техногенных нагрузок и их распределением в окружающей среде, экономическими и санитарно-гигиеническими нормами. Второй аспект (форма подачи информации) решен представлением экспертам необходимой справочной информации, нормативно-методических документов, отчетов и проектов по экспертируемому объекту.

Количественный оптимум информации эксперты определяют исходя из базы данных и фактографической информации для оценки экологической ситуации в границах локализации техногенных нагрузок на данный период времени, прогнозирования ее изменений в течение определенного промежутка времени и возможных экологических последствий.

Процедура экологической экспертизы как фактор, обеспечивающий ее эффективность и экономичность, имеет важное значение. Поэтому, учитывая достоинства и недостатки распространенных ее видов, а также исходя из принятой информационной концепции экспертизы, предпочтение следует отдать интерактивной процедуре без контактов, суть которой сводится к сближению мнений экспертов от тура к туру и приведение их к некоторому среднему

суждению. Перед началом нового тура экспертам представляются обобщенные материалы предыдущего. Сближение суждений достигается отбрасыванием так называемых нестандартных суждений экспертов; пошаговым приближением "нестандартных суждений" к "стандартным".

Регламент реализации экологической экспертизы определяет Положение об экологической экспертизе, которое разрабатывается применительно к конкретной иерархической ступени и ее объекту и включает: общие положения (определяются цели и задачи экспертизы); материалы, представляемые эксперту; порядок представления материалов; подбор экспертов; процедуру экологической экспертизы; заключительный документ экспертизы - протокол работы комиссии; реализацию документов экологической экспертизы.

Результатами экспертизы определяются: соответствие проекта критериям экологической приемлемости; упущения и просчеты проектирования и возможно их устранение; достаточность и обоснованность с эколого-экономических позиций предлагаемых природоохранных мер; выводы и целесообразность реализации проекта.

В технически развитых странах Запада широко применяется экспертиза выполненных проектов, действующих предприятий и новых видов продукции. Американские специалисты рассматривают проектирование и внедрение экологически допустимых видов производственной технологии как необходимое условие перехода экономики США на новый технический уровень, определяемый современными требованиями научно-технического прогресса. Особо отмечается, что соединение экологических требований при выборе научно-технических проектов обеспечивает предпосылки создания "чистой" технологии одновременно с более высокими показателями экономической эффективности. В результате экспертной оценки выдается заключение о воздействии проекта на окружающую среду, где содержится информация о ходе экспертизы и сделаны выводы о путях улучшения проекта и целесообразности его осуществления по экологическим требованиям.

Таким образом, экологическая экспертиза как необходимый элемент заключительной стадии проектирования позволяет пропускать только проекты, удовлетворяющие требованиям экологической безопасности, учитывая при этом экономические, производственные и социальные аспекты жизнедеятельности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате хозяйственной деятельности человека наблюдается интенсивный рост техногенного влияния на природную среду, что приводит к негативным необратимым последствиям от локального до глобального масштабов. В этом случае проблемы по обеспечению экологической безопасности и рационального использования месторождений полезных ископаемых становятся в разряд приоритетных.

Выполненная работа посвящена одному из наиболее перспективных, но в то же время дискуссионных и спорных направлений топливной энергетики - подземной газификации углей, где в случае успешного преодоления ряда ограничений, открывается возможность комплексного разрешения ресурсных экологических проблем.

Не претендуя на полноту разработки и завершенность рассматриваемой проблемы, следует отметить, что в работе впервые использован системный подход в рамках современной концепции природопользования к анализу проблем ПГУ и выбор направления по их преодолению. Системный подход дает возможность определить стратегию и тактику разрешения проблемы, цель которых в создании управляемых природнопроизводственных комплексов как в освоенных, так и не освоенных регионах, позволяющих на базе прогнозных оценок поддерживать качество природной среды на экологически и экономически приемлемом уровне.

Мы только в начале пути в выбранном направлении, где сложность и нерешенность многих вопросов позволяет решить положительно только небольшую часть возникающих проблем. Именно поэтому авторы, ставя целью совершенствование способа ПГУ по критериям экологичности, делают выбор в пользу станций "Подземгаз" нового технико-экономического уровня, которые при меньшем вредном воздействии на природную среду решают проблемы комплексного использования сырья, так как дают дополнительно к основному продукту широкую гамму необходимых обществу химических веществ.

В работе подробно рассмотрены вопросы технологии ПГУ, проанализированы ее негативные техногенные воздействия по всей технологической цепи и предложен комплекс природоохранных мер.

Не представляется возможным выполнить корректные эколого-экономические оценки технологии ПГУ в сравнении с традиционными ввиду отсутствия адекватных и надежных методик ряда нормативных показателей и фактографических данных, поэтому оценки сделаны в первом приближении.

Учитывая отмеченные недостатки, авторы, в целях обеспечения необходимого уровня экологической безопасности предлагаемого способа ПГУ, считают важным на завершающей стадии проведения экологической экспертизы выполненного проекта.

Период 1990 - 1995 - 2000 гг. можно охарактеризовать как начало проектирования и строительства станций "Подземгаз" нового технико-экономического уровня, с меньшим вредным влиянием на окружающую среду.

Авторы выражают надежду, что новым горно-энергохимическим комбинатам вырабатывающим на базе угольных месторождений широкую гамму необходимых обществу продуктов, принадлежит большое будущее и эта часть угольной отрасли получит в ближайшее время дальнейшее развитие. Огромная сырьевая база, возможность получать жидкое топливо и электроэнергию на угольных месторождениях, расположенных возле городов и поселков позволит с помощью ПГУ решать острые топливно-энергетические потребности общества.

ЛИТЕРАТУРА

1. Химические вещества из угля. Пер. с нем.; под ред. И.В. Калечица - М.: Химия, 1980. - 616 с., ил.
2. Судо М.М. Кладовые земли: (Минеральное сырье и экономика). - М.: Знание, 1987. - 152 с.
3. Химическая технология твердых горючих ископаемых: Учебник для вузов / Под ред. Г.Н. Макарова и Г.Д. Харламповича. - М.: Химия, 1986. - 496 с., ил.
4. Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения / М.С. Моденевский, Г.С. Гуревич, Е.М. Хартунов и др. - М.: Недра, 1983. - 244 с.
5. Горные науки и промышленность: Сб. ст. / Моск. горн. ин-т; Сост.: П.И. Томаков, В.В. Истомин. - М.: Недра, 1989. - 318 с.
6. Кондырев Б.И., Глушков А.И., Варнавский В.Г. Подземная газификация углей месторождений юга материковой части Дальнего Востока. // Проблемы угольной геологии Востока СССР: Сб. науч. тр. АН СССР. ДВО. - Владивосток, 1990. - 147 с.
7. Коротков В.И. Обеспечение безопасности труда в горной промышленности Дальнего Востока: Дис. д-ра техн. наук. - Владивосток, 1989. - 388 с.
8. Черпиков В.И., Репешков Г.Д. Технологическая и экономическая эффективность и целесообразность обогащения и переработки углей месторождений Дальнего Востока: Отчет НИР, - Владивосток: ДВПИ, 1990. - 139 с.
9. Коротков В.И., Репешков Г.Д. Типовой комплексный план непрерывной экологической подготовки студентов. - Владивосток: ДВПИ, 1990. - 48 с.
10. Глушков А.И. Перспективное планирование развития угольной промышленности региона (Дальневосточный экономический район): Дис. д-ра экон. наук. - Владивосток, 1989. - 530 с.
11. Щадев М.И., Виницкий К.Е., Балашевич В.И. Добыча угля открытым способом за рубежом: Обзор / ЦНИЭИуголь. - М., 1987. - 64 с.
12. Ревазов М.А., Певзнер М.Е., Матанцев В.И. Охрана природы: Учеб. пособие для техникумов. - М.: Недра, 1986. - 165 с.
13. Петухов И.М., Проскуряков В.М. Геофизические методы исследования и контроля в механике горных пород. Уголь, - 1986. - N 6. - С. 32-35.
14. Крейнин Е.В., Федоров Н.А. и др. Подземная газификация угольных пластов. - М.: Недра, 1982. - С. 151.
15. Химические вещества из угля / Под ред. Ю. Фальбе. - М.: Химия, 1980. - 12 с.
16. Маркие (ФРГ), Ир. Медасте (Бельгия). Экономические аспекты подземной газификации углей / Пер. с фр. статьи из журнала Королевского общества газовиков Бельгии. - М.: 1981. - 42 с.
17. Шандель В., Ли Т.К. и др. Бельгийско-Западногерманский эксперимент по подземной газификации. Заключит. отчет. - Льеж, 1989. - 37 с.
18. Ледент П. Ретроспектива исследований в области подземной газификации углей в Западной Европе. - Льеж (Бельгия), 1989. - 23 с.
19. Гурьянов В.В., Мезин Н.Н., Мультианов С.И. Разработки новых экологически чистых видов энергоносителей на базе подземной газификации угля // Передовой производственный опыт и научно-технические достижения в угольной промышленности, рекомендации для внедрения. ЦНИЭИуголь. - 1989. - N 10. - С. 36.

20. Промышленная малогабаритная установка для получения углекислоты из дымовых газов при интенсивном режиме ПУГС-5. // ВДНХ СССР. Раздел "Народное образование". 1975. - 2 с.
21. 9-й симпозиум по подземной газификации угля. Блуминдейл. 1983 г. Bericht Liber das Nintu Fnnual Underground Coal Gasification Symposium in Bloo mingolale 1983 Hewing Ginter. Clickauf, 1984. - Bd 1120, N 10. - S. 629-630.
22. Дальнейшее развитие процессов подземной переработки каменных углей: Пер. / Науч. ред. М.С. Блиндерман; МУП СССР ИГД им. А.А.Скочинского. - М., 1989. - С.12
23. Бурчаков А.И., Гринько Н.К., Черняк И.Л. Процесс подземных горных работ: Учеб. для вузов. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1982. - 423 с.
24. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т.12. - М.: Недра, 1978. - 259 с.
25. Подземная газификация углей в СССР: Обзор / ЦНИЭИуголь; Р.И. Антонова, А.Е. Бежанишвили, М.С. Блиндерман и др. (ИГД им. А.А.Скочинского). - М., 1990. - 45 с.
26. Горное дело: Энциклопед. справ. Т.2. Геология угольных месторождений и маркшейдерское дело. - М.: Углетехиздат, 1957. - 646 с.
27. Сдвигание горных пород и земной поверхности при подземных разработках / Под. общ. ред. проф. д-ра техн. наук В.А. Букринского и канд. техн. наук Г.В. Орлова. - М.: Недра, 1984. - 247 с.
28. Кавелл Дж.Р., Спейт Ж.Дж.Г. Восстановление подземных вод в эксперименте "Роки Маунтин 1": первые результаты. Ларами шт. Вайоминг, США. 1989. - 17 с.
29. Ямщиков В.С. Контроль процессов горного производства: Учеб. для вузов. - М.: Недра, 1989. - 446 с., ил.
30. Скафа П.В. Подземная газификация углей. - М.: Госгортехиздат, 1960. - 340 с.
31. Ужов В.Н., Вальдберг А.Ю. и др. Очистка промышленных газов от пыли. - М.: Химия, 1980. - 256 с.
32. Общая химическая технология / Под ред. И.Э. Фурмер. - М.: Высш шк, 1977. - 340 с.
33. Справочник коксохимии. - М. 1964. - 280 с.
34. Справочник азотчика / Под ред. акад. П.М. Жаворонкова. 2-е изд. перераб. - М.: Химия, 1986. - 512 с., ил.
35. Богатых С.А. Циклонно-пенные аппараты. - Л.: Машиностроение, 1978. - 224 с.
36. Промышленная малогабаритная для получения углекислоты из дымовых газов при интенсивном пенном режиме ПУГС / ЛГИ им. Ленсовета. - Л., 1975. - 5 с.
37. Лайхтман Д.Л. Физика пограничного слоя атмосферы. - Л.: Гидрометеиздат, 1970. - 180 с.
38. Бызова Н.Л. Методическое пособие по расчету рассеяния примесей в пограничном слое атмосферы. - М.: Гидрометеиздат, 1979. - 180 с.
39. Сэттон О.Г. Микрометеорология: Пер. с англ. - М.: Гидрометеиздат, 1958. - 230 с.
40. Cramer H.E. In: Proc. inst. Nath. Conf Appl. Meteorol., Amer. Meteorol. Soc. - 1957. - P 63-72.
41. Pasguill F. - Meteorol. Mag. - 1963.- Vol. 90. - P. 2537.
42. Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценка экономического ущерба, причиненного народному хозяйству загрязнением окружающей среды. - М.: Экономика, 1986. - С. 27.
43. Эльтерман В.М. Охрана воздушной среды на химических и нефтехимических предприятиях. - М.: Химия, 1985. - 160 с.
44. Берлянд М.Е. Современные проблемы климатологии. - Л.: Гидрометеиздат, 1979. - С. 280 - 291.
45. Шлихт А.Г. Интеллектуальные системы и современные стратегии производства: Отчет НИР. - М.: МАИ, 1990. - 114 с.

46. Экологическая безопасность при добыче, переработке и использовании углей Дальнего Востока: Отчет по НИР / Фонды Дальвостниипроекта; В.Ф. Мороз, В.И. Коротков, Г.Д. Репешков. Владивосток, 1990. - 120 с.
47. Об утверждении на 1991 год нормативов платы за выбросы загрязняющих веществ в природную среду и порядок их применения": Постановление Совета Министров РСФСР от 9 января 1991 г. N 13 // Собрание постановлений правительства РСФСР. – 1991. - N 9. - Ст. 117.
48. Временная методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценка экономического ущерба, причиненного народному хозяйству предприятиями угольной промышленности в результате загрязнения окружающей среды / ВНИИОСуголь. - Пермь, 1986. - 24 с.
49. Временные методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий научно-технического прогресса в угольной промышленности / ЦНИЭИуголь. М., 1990. - 14 с.
50. Крапчин И.П. Экономика переработки углей. - М.: Недра, 1989. - 120 с.
51. Петренко Е.В., Салтыков И.М. Подземная газификация углей как прогрессивная технология использования углей // Уголь. – 1988. - N 2. - С. 15-17.
52. Соколов В.И. Природопользование в США и Канаде: экономические аспекты / Отв. ред. Л.Н. Карпов. - М.: Наука, 1990. - 160 с.
53. Всесторонний анализ окружающей природной среды. - Л.: Гидрометеиздат, 1975. - 326 с.
54. Нестеров П.М. Экономика природопользования. - М.: Высш. шк., 1984. - 394 с.
55. Розовский В.Г., Шевляков В.В. Экспертиза проектов в организации рационального природопользования // Экономика и экология промышленного региона. - Донецк: ИЭП, 1984. - С. 102 - 110.
56. Вторжение в природную среду. Оценка воздействий: (Осн. положения и методы). - М.: Прогресс, 1983. - 192 с.
57. Степин В.В. Экономические основы природопользования. - М.: Лесн. пром-сть, 1982. - 153 с.
58. Теория систем в приложении к проблеме защиты окружающей среды. - Киев: Вища шк., 1983. - 263 с.
59. Зеегофер Э.Ю., Тютюкова Ф.Н. Техногенные подсистемы гидrolитосферы. Проблемы управления. - М.: Наука, 1990. - 128 с.
60. Гладун В.П. Планирование решений. - Киев: Наук. думка, 1987. - 168 с.
61. Евланов Л.Г. Принятие решений в условиях неопределенности. - М.: ИУНХ, 1976. - 135 с.
62. Евланов Л.Г. Теория и практика принятия решений. - М.: экономика, 1984. - 175 с.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Глушков Аркадий Иванович – д-р экон. наук, проф. Дальневосточного государственного технического университета

Кондырев Борис Иванович – канд. техн. наук, доцент Дальневосточного государственного технического университета

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
Глава 1. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И ПОДХОДЫ К СОЗДАНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ПРИЕМЛЕМЫХ СИСТЕМ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ	5
1.1. Экология и технология	5
1.2. Управляемые природно-производственные (социальные) комплексы как основа экологически приемлемого природопользования.....	8
1.3. Проблемы энергетики и возможности их разрешения в условиях равновесного природопользования.....	12
Глава 2. РАЗРАБОТКА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СПОСОБОМ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ	15
2.1. Анализ экологического воздействия на окружающую среду традиционных технологий угледобычи	15
2.2. Развитие ПГУ в СССР	18
2.3. Исследования по ПГУ за рубежом	24
2.4. Современное состояние и развитие ПГУ	30
2.5. Сырьевая база ПГУ	35
Глава 3. ЗАГРЯЗНЕНИЕ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В ПРОЦЕССЕ ПОЛУЧЕНИЯ ГАЗА ПГУ	37
3.1. Состав газа ПГУ	37
3.2. Оценка напряженно-статического состояния геологического массива горных пород как объекта для бурения скважин и строительства станций ПГУ	41
3.3. Загрязнение окружающей среды при бурении скважин.....	45
3.4. Деформация дневной поверхности.....	47
3.5. Загрязнение подземных вод продуктами ПГУ	50
3.6. Загрязнение атмосферного воздуха утечками газа из подземного газогенератора и меры по их снижению.....	55
Глава 4. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ОБРАБОТКЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГАЗА НА ПОВЕРХНОСТНОМ КОМПЛЕКСЕ.....	58
4.1. Технологическая схема поверхностного комплекса.....	58
4.2. Очистка газа от пыли и смолы	61
4.3. Очистка и использование конденсата	65
4.4. Очистка газов от сернистых соединений.....	68
4.5. Очистка газов от диоксида углерода	70
4.6. Основные источники загрязнения атмосферы станции "Подземгаз"	72
4.7. Контроль за состоянием атмосферы.....	77
4.8. План ликвидации возможных аварий как оперативный способ локализации залповых выбросов в окружающую среду	78

Глава 5. ПРИНЦИПЫ И ПРАКТИКА ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОЦЕНОК ПРОЕКТНЫХ РАЗРАБОТОК	80
5.1. Общие принципы оценки эффективности природоохранных мероприятий	83
5.2. Социально-экономическая оценка экологических последствий производства газа ПГУ.	86
5.3. Экологическая экспертиза проектных разработок	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
ЛИТЕРАТУРА	93
СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ.....	95

Глушков Аркадий Иванович
Кондырев Борис Иванович

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

Аналитический обзор

Оригинал-макет подготовлен с помощью текстового редактора Word
Верстка выполнена Н.И. Коноваловой

Подписано в печать 25.11.93. Формат 60х84/16.
Бумага писчая. Ротапринт. Усл. печ. л. 8,9. Уч.-изд. л. 9,5.
Тираж 600 экз. Заказ 762.
ГПНТБ СО РАН. Новосибирск, Восход 15.
Типография ГПНТБ СО РАН. Новосибирск, пр. К. Маркса, 2.