

Л.А. Пучков
И.И. Шаровар
В.Г. Виткалов

ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
СПОСОБЫ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ



**Горная
книга**

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Председатель

Л.А. ПУЧКОВ

Зам. председателя

Л.Х. ГИТИС

Члены редсовета

И.В. ДЕМЕНТЬЕВ

А.П. ДМИТРИЕВ

Б.А. КАРТОЗИЯ

М.В. КУРЛЕНЯ

В.И. ОСИПОВ

Э.М. СОКОЛОВ

К.Н. ТРУБЕЦКОЙ

В.В. ХРОНИН

В.А. ЧАНТУРИЯ

Е.И. ШЕМЯКИН

*ректор МГГУ,
чл.-корр. РАН*

*директор
Издательства МГГУ*

академик РАЕН

академик РАЕН

академик РАЕН

академик РАН

академик РАН

академик МАН ВШ

академик РАН

профессор

академик РАН

академик РАН

Л.А. Пучков
И.И. Шаровар
В.Г. Виткалов

ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Допущено Учебно-методическим
объединением вузов Российской Федерации
по образованию в области горного дела
в качестве учебника для студентов
высших учебных заведений, обучающихся
по специальности «Подземная разработка
месторождений полезных ископаемых»
направления подготовки дипломированных
специалистов «Горное дело»*

**Высшее
горное
образование**



МОСКВА
ИЗДАТЕЛЬСТВО «ГОРНАЯ КНИГА»
2006

УДК 622.234

ББК 33.2

П 88

Федеральная целевая программа «Культура России», подпрограмма «Поддержка полиграфии и книгоиздания России»

Книга соответствует «Гигиеническим требованиям к изданиям книжным для взрослых. СанПиН 1.2.1253—03», утвержденным Главным государственным санитарным врачом России 30 марта 2003 г.

Экспертиза проведена Учебно-методическим объединением высших учебных заведений Российской Федерации по образованию в области горного дела (письмо № 51–155/6 от 27.12.05)

Рецензенты:

- кафедра «Разработка месторождений полезных ископаемых» Московского государственного открытого университета (зав. кафедрой д-р техн. наук, проф. *В.И. Емельянов*);
- д-р техн. наук, проф. *А.Б. Ковальчук* (ОАО «УМЗ групп»)

Книга выпущена по заказу Издательства Московского Государственного горного университета

Пучков Л.А., Шаровар И.И., Виткалов В.Г.

П 88

Геотехнологические способы разработки месторождений: Учебник для вузов. — М.: Издательство «Горная книга», 2006. — 322 с.: ил.

ISBN 5-98672-030-X (в пер.)

Рассмотрены физико-химические свойства массива горных пород, физико-химические основы и производственные процессы при геотехнологии. Приведены схемы вскрытия и системы разработки геотехнологическими способами. Изложены основы организации и описаны технические средства скважинной добычи твердых полезных ископаемых. Обобщен передовой опыт применения геотехнологических способов при разработке месторождений в России и зарубежных странах. Рассмотрены основные принципы проектирования геотехнологических методов разработки. Даны указания по выполнению лабораторных работ и курсового проекта.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Подземная разработка месторождений полезных ископаемых» направления подготовки дипломированных специалистов «Горное дело».

УДК 622.234

ББК 33.2

ISBN 5-98672-030-X

© Л.А. Пучков, И.И. Шаровар,
В.Г. Виткалов, 2006

© Издательство «Горная книга», 2006

© Дизайн книги. Издательство
МГГУ, 2006

Главным направлением повышения эффективности горного производства, вывода его на уровень рентабельности и прибыльности является ускорение работ по техническому перевооружению шахт на основе перехода на высокопроизводительные технологические схемы подготовки и отработки запасов выемочных полей, а также внедрение горно-добывающей техники нового поколения.

На современном этапе функционирования отечественной экономики проблема технического перевооружения угледобывающей отрасли зависит, главным образом, от реальной инвестиционной политики. В то же время необходим поиск принципиально новых технологий подземной угледобычи, позволяющий без значительных капитальных вложений существенно улучшить технико-экономические показатели горного производства.

Большая часть добытого угля в промышленно развитых странах используется для выработки тепловой и электрической энергии, и эта тенденция доли данного сектора экономики в потреблении угля сохранится на ближайшую перспективу.

Очевидно, что новая «эра угля» продлится до тех пор, пока человечество не изобретет другое, более эффективное и безопасное топливо.

Угольная промышленность имеет среди других отраслей ТЭК наиболее обеспеченную сырьевую базу. Общие балансовые запасы угля в России составляют около 200 млрд т. Такие запасы угля определяют его особую роль в российской энергетике. Он был и остается на перспективу базовым стратегическим топливом для электростанций, металлургии и децентрализованных потребителей.

Развитие энергетики и промышленности неизбежно сопровождается увеличением потребления топлива и полезных ископаемых. Поэтому разработка и внедрение геотехнологических

УДК 622.234

ББК 33.2

П 88

Федеральная целевая программа «Культура России», подпрограмма «Поддержка полиграфии и книгоиздания России»

Книга соответствует «Гигиеническим требованиям к изданиям книжным для взрослых. СанПиН 1.2.1253—03», утвержденным Главным государственным санитарным врачом России 30 марта 2003 г.

Экспертиза проведена Учебно-методическим объединением высших учебных заведений Российской Федерации по образованию в области горного дела (письмо № 51–155/6 от 27.12.05)

Рецензенты:

- кафедра «Разработка месторождений полезных ископаемых» Московского государственного открытого университета (зав. кафедрой д-р техн. наук, проф. *В.И. Емельянов*);
- д-р техн. наук, проф. *А.Б. Ковальчук* (ОАО «УМЗ групп»)

Книга выпущена по заказу Издательства Московского Государственного горного университета

Пучков Л.А., Шаровар И.И., Виткалов В.Г.

П 88

Геотехнологические способы разработки месторождений: Учебник для вузов. — М.: Издательство «Горная книга», 2006. — 322 с.: ил.

ISBN 5-98672-030-X (в пер.)

Рассмотрены физико-химические свойства массива горных пород, физико-химические основы и производственные процессы при геотехнологии. Приведены схемы вскрытия и системы разработки геотехнологическими способами. Изложены основы организации и описаны технические средства скважинной добычи твердых полезных ископаемых. Обобщен передовой опыт применения геотехнологических способов при разработке месторождений в России и зарубежных странах. Рассмотрены основные принципы проектирования геотехнологических методов разработки. Даны указания по выполнению лабораторных работ и курсового проекта.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Подземная разработка месторождений полезных ископаемых» направления подготовки дипломированных специалистов «Горное дело».

УДК 622.234

ББК 33.2

ISBN 5-98672-030-X

© Л.А. Пучков, И.И. Шаровар,
В.Г. Виткалов, 2006

© Издательство «Горная книга», 2006

© Дизайн книги. Издательство
МГГУ, 2006

Главным направлением повышения эффективности горного производства, вывода его на уровень рентабельности и прибыльности является ускорение работ по техническому перевооружению шахт на основе перехода на высокопроизводительные технологические схемы подготовки и отработки запасов выемочных полей, а также внедрение горно-добывающей техники нового поколения.

На современном этапе функционирования отечественной экономики проблема технического перевооружения угледобывающей отрасли зависит, главным образом, от реальной инвестиционной политики. В то же время необходим поиск принципиально новых технологий подземной угледобычи, позволяющий без значительных капитальных вложений существенно улучшить технико-экономические показатели горного производства.

Большая часть добытого угля в промышленно развитых странах используется для выработки тепловой и электрической энергии, и эта тенденция доли данного сектора экономики в потреблении угля сохранится на ближайшую перспективу.

Очевидно, что новая «эра угля» продлится до тех пор, пока человечество не изобретет другое, более эффективное и безопасное топливо.

Угольная промышленность имеет среди других отраслей ТЭК наиболее обеспеченную сырьевую базу. Общие балансовые запасы угля в России составляют около 200 млрд т. Такие запасы угля определяют его особую роль в российской энергетике. Он был и остается на перспективу базовым стратегическим топливом для электростанций, металлургии и децентрализованных потребителей.

Развитие энергетики и промышленности неизбежно сопровождается увеличением потребления топлива и полезных ископаемых. Поэтому разработка и внедрение геотехнологических

способов добычи полезных ископаемых, позволяющих избежать перемещения пустых пород и исключить присутствие человека под землей, является актуальной задачей.

Физико-химические и микробиологические способы добычи полезных ископаемых в современных условиях приобретают все большее значение, так как очень остро стоит вопрос об отработке бедных месторождений и месторождений, залегающих на больших глубинах. Они позволяют коренным образом упростить и удешевить добычу минерального сырья.

В учебнике сделана попытка на основании работ, выполненных в России и за рубежом, в том числе проводимых авторами и сотрудниками МГГУ, рассмотреть геотехнологические способы добычи полезных ископаемых и методы перевода их в другое агрегатное состояние.

В области развития геотехнологии большой вклад внесли русские ученые. Д.И. Менделеев предложил идею подземной газификации углей, получившую в дальнейшем развитие в работах английского ученого Д. Рамсея. Академики В.И. Вернадский и Е.Н. Ферсман разработали теоретические основы ряда геохимических процессов. Впервые геотехнологические методы были обобщены И.П. Кириченко. Выдающуюся роль в становлении геотехнологии как науки сыграл академик Н.В. Мельников, впервые создавший в Московском горном институте специальную кафедру и много сделавший от определения основных понятий геотехнологии до практической реализации методов.

В ряде научно-исследовательских и учебных институтов страны в настоящее время функционируют лаборатории, занимающиеся проблемами геотехнологии. Ведущие ученые нашей страны внесли значительный вклад в развитие геотехнологии. Это В.В. Ржевский, Е.И. Шемякин, Д.М. Бронников, А.В. Докукин, В.И. Ревнивцев, Н.М. Проскуряков, В.Ж. Аренс, Л.А. Пучков.

Необходимо отметить также вклад в развитие отдельных методов следующих ученых: Д.П. Лобанова, Ю.Д. Дядькина, В.Н. Казака, Р.С. Пермякова, Н.Ф. Кусова, Е.В. Крейнина, П.В. Скафа, В.Г. Бахурова, И.К. Руднева, Д.Т. Десятникова и др.

КЛАССИФИКАЦИЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Добыча угля в настоящее время осуществляется, в основном, подземным и открытым способами, которые предусматривают вскрытие и подготовку месторождения, выемку и выдачу его на поверхность. При этом добыча угля требует больших материальных и трудовых ресурсов и является небезопасной для рабочих, а также в резком обострении экологических проблем.

Отработка угольных пластов в Европейской части страны, залегающих в благоприятных горно-геологических условиях, связана с исчерпанием так называемых кондиционных залежей. Геологические запасы некондиционных угольных залежей и пропластков, а также остаточные запасы угольных целиков отработанных шахт измеряются десятками миллиардов тонн. Дефицит кондиционных топлив и постоянно растущий спрос на энергию будут требовать поиска нетрадиционных (геотехнологических) технологий добычи угля на основе широкого внедрения химии в народное хозяйство.

На современном этапе развития науки и техники в горном деле используются в основном лишь механические способы добычи, что связано с работой машин и людей под землей.

Проводимая в стране экономическая реформа выявила кризисное состояние угольной промышленности, выражающееся в низком уровне средств комплексной механизации и, как следствие, в снижении технико-экономических показателей добычи.

Однако на данном этапе развития общества наука позволяет изменить технологию добычи полезных ископаемых и осуществлять эксплуатацию рудных и угольных месторождений без присутствия человека под землей. Такой подход к эксплуатации угольных и рудных месторождений должен сопровождаться качественными изменениями в горном деле: используя химические технологии на месте залегания угольных пластов, перево-

дить их в жидкое или газообразное состояние, что позволит через скважины выдавать продукты на поверхность.

Прогрессивность и перспективность нетрадиционных технологий бесспорна. Следовательно, внедрение малоотходных технологий добычи и переработки полезных ископаемых на месте их залегания позволит избежать выдачи пустой породы на поверхность, резко увеличить производительность труда и улучшить экологическую обстановку.

Горная наука — система научных знаний о природных условиях, геологической среде, технологии, технике и экономике извлечения из недр полезных ископаемых и их первичной переработке.

Она подразделяется на геологические, физико-технические, экономические и горные дисциплины. Горные дисциплины связаны с технологией разведки, разработки и первичной переработки полезных ископаемых. Технология разработки полезных ископаемых включает три направления: открытая, подземная и скважинная технология добычи. Скважинная технология добычи представляет собой технологию добычи воды, нефти, газа и твердых полезных ископаемых. Учение о добыче твердых полезных ископаемых через скважины получило название «геотехнология».

Геотехнология — это наука о физических, химических, биохимических и микробиологических методах воздействия на продуктивную залежь для перевода полезных ископаемых в подвижное состояние и последующее извлечение их через скважины, буримые с поверхности до месторождения.

В связи с этим большое значение приобретает дальнейшая разработка микробиологических и физико-химических способов добычи угля, термодинамическая отработка пластов, экстракция угля, гидрогенизация, скважинная гидродобыча, микробиологическое и химическое воздействие на угольный пласт.

Новые методы несут с собой более высокую культуру производства. Помимо технико-экономических методов отработки полезных ископаемых исключается необходимость отводов больших участков земли под горные предприятия. Не обезображивается лик Земли, как это бывает при обычных методах раз-

работки месторождений с их терриконами пустой породы, пульпопроводами, загрязнением территории и водоемов промышленными стоками. Отпадает необходимость борьбы с вредными газами, горными ударами и пылью. И, наконец, новые методы позволяют значительно увеличить запасы полезных ископаемых в уже освоенных регионах, для отработки которых в настоящее время отсутствует эффективная технология и технические средства выемки.

Сущность геотехнологических методов заключается в переводе угля в подвижное агрегатное состояние, которые характеризуются следующими особенностями:

а) технология отработки угольных пластов ведется через скважины (или комбинированным способом), которые служат для вскрытия, подготовки подземных генераторов (реакторов) и добычи через продуктивные скважины;

б) на угольный пласт воздействуют рабочие агенты — микробиологические штаммы, химически активные реагенты, водяной пар, электрический ток, воздух;

в) под влиянием рабочих агентов уголь изменяет свое агрегатное состояние, горючий газ, жидкое синтетические моторное топливо, высокотемпературный газ, гидросмесь, сыпучие, которые могут быть извлечены на поверхность через продуктивные скважины;

г) управление геотехнологическим процессом осуществляется с помощью варьирования технологическими параметрами скважины, генератора (реактора), а также давлением, температурой, расходом газозоудшной смеси, количеством и качеством катализатора.

Геотехнологические способы разработки угольных месторождений можно классифицировать по технологическим процессам (рис. 1).

Классификация геотехнологических способов по процессам добычи, в основе которых лежат вид и способ перевода полезного ископаемого в подвижное состояние, приведена в табл. 1.

Особенностями геотехнологических способов разработки полезных ископаемых являются:

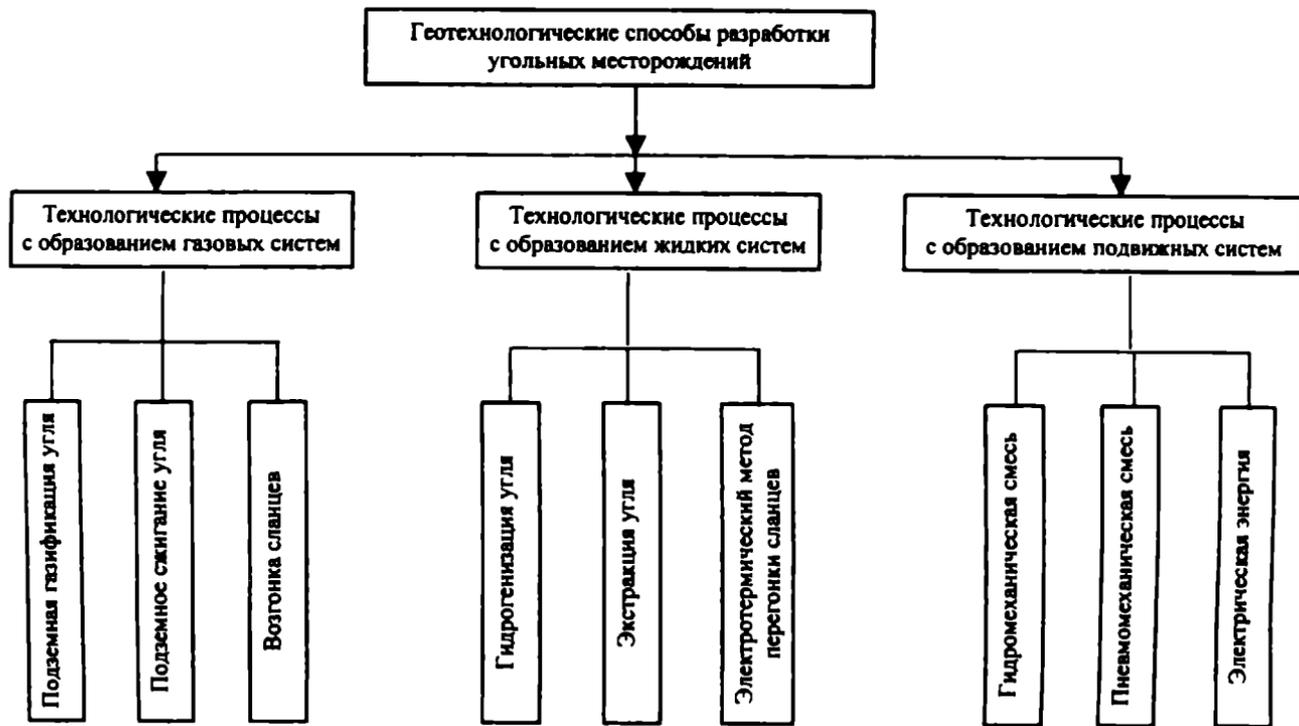


Рис. 1. Классификация геотехнологических способов разработки угольных месторождений

Классификация геотехнологических способов разработки месторождений полезных ископаемых

Вид подвижного состояния полезного ископаемого	Способ перевода полезного ископаемого в подвижное состояние		
	Физические	Химические	Комбинированные (комплекс физических, химических и биологических воздействий)
Газообразное	Воздействие температуры, давления (сублимация, перегонка)	Окисление, разложение (частичное или полное сжигание, обжиг)	Химические реакции с участием физических полей, микробиологического воздействия
Жидкотекучее (расплав, раствор)	Воздействие температуры, давления (плавление, перегонка, нагрев)	Выщелачивание и растворение с образованием молекулярных растворов)	Растворение, выщелачивание и гидрогенизация с участием физических полей, микробиологического воздействия
Гидромеханическая смесь	Гидропневмо-разрушение, воздействие физическими полями	Растворение связующего вещества	Диспергирование поверхностно-активными веществами, химическими реагентами с участием физических полей, микробиологического воздействия

♦ разработка месторождения ведется через скважины, которые служат для вскрытия, подготовки и добычи полезного ископаемого;

♦ месторождение является и объектом, и местом добычи и переработки полезного ископаемого, т.к. технология предусматривает избирательное извлечение полезного компонента;

♦ геотехнологическое предприятие — промысел (станция) — включает три основных элемента: блок подготовки рабочих агентов, добычное поле, блок переработки продуктивных флюидов;

- ◆ инструментом добычи служат рабочие агенты — энергия или ее носители, вводимые в добычное поле;
- ◆ под воздействием рабочих агентов полезное ископаемое изменяет свое агрегатное состояние или превращается в другое вещество, образуя продуктивные флюиды, которые обладают легкой подвижностью и начинают перемещаться;
- ◆ разработка месторождения имеет зональный характер и перемещается во времени относительно скважин и контуров месторождения;
- ◆ управление добычей осуществляется с поверхности путем изменения характеристики и параметров подачи рабочих агентов.

Геотехнологические способы для добычи ряда полезных ископаемых уже широко используются. К ним относятся: соль, сера, уран, медь и др. По другим полезным ископаемым ведутся полупромышленные, опытные и лабораторные исследования.

В табл. 2. приведены основные сведения о современном состоянии использования геотехнологических способов разработки месторождений полезных ископаемых.

Таблица 2

Современное состояние использования геотехнологических способов

Способ	Объекты промышленного освоения	Объекты полупромышленных и опытных исследований, разработки, предложения и патенты
Подземное растворение	Месторождения каменной, калийных солей	Месторождения бишофита, соды, глауберовой соли
Подземное выщелачивание	Зоны окисления сульфидных месторождений меди и никеля. Уран инфильтрационных и осадочно-инфильтрационных месторождений, а также забалансовые участки эндогенных месторождений	Месторождения марганца, сульфидные месторождения меди, свинца, цинка и никеля, золота, титана и известняка. Осадочные бурожелезняковые месторождения
Подземная выплавка	Месторождения самородной серы	

Способ	Объекты промышленного освоения	Объекты полупромышленных и опытных исследований, разработки, предложения и патенты
Подземная газификация	Месторождения каменного и бурого углей	Осушенные месторождения серы. Известняк, месторождения горючих сланцев, руд, содержащих мышьяк и ртуть. Сера в непроницаемых рудах, битум и тяжелая нефть. Озокерит, сера вулканогенных месторождений, асфальтит, металлы
Скважинная гидродобыча	Месторождения фосфоритов, строительных песков	Осадочные месторождения металлов, строительные пески и гравий. Титан, золото и алмазы, касситерит в погребенных россыпях, желваковые фосфориты, уголь, мягкие бокситы, железо и т.д.
Добыча полезных ископаемых из подземных вод	Месторождения йодобромистых вод, содержащих бор, уран, стронций	Сточные воды шахт, рудников и нефтепромыслов
Извлечение и использование тепла Земли	Природные парогидротермы	Тепло «сухих» горных пород

Основными проблемами геотехнологии являются:

- ◆ установление связи физико-геологической обстановки залежи, полезного ископаемого и вмещающих пород с рабочими агентами и средствами добычи на уровне молекул, ионов, атомов;

- ◆ совершенствование управления геотехнологическими процессами с целью повышения их производительности и селективности;

- ◆ создание новых и совершенствование известных технологий прямого превращения ископаемого в целевые компоненты, основанных на малооперационности, поточности, простоте

обслуживания и надежности, безотходности, малой энергоемкости, высокой производительности труда и низкой себестоимости;

- ◆ совершенствование технологии переработки и утилизации добытых продуктивных флюидов;

- ◆ охрана окружающей среды и социальные аспекты горного дела.

Цель дисциплины — получение знаний по производственным процессам, технологическим схемам и методам разработки месторождений полезных ископаемых геотехнологическими методами. Она призвана дополнить объем полученных знаний по различным технологиям разработки месторождений твердых полезных ископаемых (открытой, подземной, комбинированной) наиболее индустриальным и перспективным методом — геотехнологией.

В результате изучения дисциплины студент должен приобрести следующие знания и навыки:

- ◆ изучить свойства горных пород как объектов воздействия геотехнологическими методами;

- ◆ изучить физико-химические процессы, протекающие при геотехнологической отработке месторождений;

- ◆ изучить основные и вспомогательные производственные процессы, характерные для геотехнологии;

- ◆ изучить технологические схемы геотехнологических методов;

- ◆ получить навыки проектирования производственных процессов и технологических схем геотехнологии.

Горная наука в своем развитии опирается на достижения математики, физики, химии, геологии, биологии, техники и общей экономики.

Данный курс опирается на знания следующих дисциплин: геология, основы технологии горных работ, управление состоянием массива горных пород, подземная разработка пластовых месторождений, физика горных пород и процессов и другие.

С целью выбора геотехнологического метода отработки месторождения полезного ископаемого необходимо тщательно изучить физико-химические параметры и горно-геологические условия его залегания. Необходимым условием использования геотехнологического способа отработки является технологическая обеспеченность данного процесса и экономическая эффективность получения конечного продукта.

Ниже представлен краткий обзор уже апробированных в промышленности нетрадиционных методов отработки полезных ископаемых, а также предложены перспективные направления дальнейшего развития геотехнологических методов разработки.

Основным направлением совершенствования технологии добычи полезных ископаемых является создание эффективных, безопасных и экологически чистых технологических процессов на базе технологических методов.

ОСНОВЫ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

1.1. Физико-химические свойства
массива горных пород

1.2. Физико-химические основы
геотехнологических процессов

1.3. Производственные процессы
при геотехнологии

1.4. Вскрытие и системы разработки
месторождений геотехнологическими
способами

Глава

1

1.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

В геотехнологии неприемлемо рассмотрение отдельно взятых горных пород. Необходимо исследовать массив горных пород, представляющий собой гетерогенную систему, включающую различные компоненты в твердой, жидкой и газообразной фазах. Исследование массива горных пород заключается в изучении состояния (положение залежи, мощность, обводненность, условия питания и разгрузки), состава (минеральный, химический, гранулометрический, состав рН пластовых вод), строения (структура и текстура руд, пористость и трещиноватость, неоднородность в разрезе и плане) и свойств (фильтрационные — проницаемость, водопроницаемость, размываемость, вязкость, пластичность, размокаемость, влагоемкость и т.д.).

Горная порода — это природное образование минералов, слагающих самостоятельные геологические тела. Осадочные породы — породы, возникшие путем отложения из воды или воздуха продуктов разрушения магматических и метаморфических пород (песчаники, известняки, алевролиты, глинистые сланцы, ископаемые угли и др.).

Трудоемкость извлечения горных пород из недр зависит от физико-механических свойств. Физико-механические свойства пород зависят от строения породы и условий залегания.

Вопросы состояния, состава и строения массивов горных пород изучаются в курсе геологических дисциплин. Частично уже изучены и свойства массивов в курсе «Физика горных пород». Ниже рассмотрены только специфические свойства массивов, важные при геотехнологии.

1.1.1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

Гидравлические свойства массива горных пород имеют наибольшее значение для геотехнологических способов разработки месторождений полезных ископаемых. Основной группой

гидравлических свойств являются фильтрационные. Их иногда называют коллекторскими. В первую очередь фильтрационные свойства зависят от пористости, т.е. совокупности всех пустот в горных породах, заключенных между минеральными частицами или их агрегатами.

Плотность — масса единицы объема породы (минерального скелета) со всеми содержащимися в ее порах жидкостями и газами. Вес единицы объема твердой фазы породы называется *удельным весом* породы, а вес единицы объема породы в естественном состоянии — *объемным весом*.

Плотность породы

$$\Delta = \frac{V_1}{V} = \frac{\gamma}{\rho}, \quad (1.1)$$

где V — полный объем породы, взятый в массиве, м^3 ; V_1 — объем породы в массиве, занимаемый минеральным веществом, м^3 ; γ — плотность породы в массиве, $\text{т}/\text{м}^3$; ρ — плотность породы, $\text{т}/\text{м}^3$.

Если порода сложена из минералов примерно одинаковой плотности, то ее объемная плотность в основном зависит от пористости. Объемная плотность известняков может меняться от 1,5 до 2,5 $\text{г}/\text{см}^3$, в то время как плотность слагающего известняка кальцита равна 2,7 $\text{г}/\text{см}^3$.

Пористость — суммарный относительный объем пор, содержащийся в горной породе. Она зависит от формы и размеров зерен, слагающих породу, от степени их отсортированности, сцементированности и уплотненности. Пористость объема породы, взятого в массиве,

$$n = \frac{V_n}{V} = 1 - \frac{\gamma}{\rho}. \quad (1.2)$$

Тогда коэффициент пористости породы определится из следующего выражения:

$$\varepsilon = \frac{\rho}{\gamma} - 1. \quad (1.3)$$

Общая пористость — отношение объема пустот и пор к объему горной породы.

Отношение объема пор к объему минерального скелета породы называется коэффициентом пористости.

По величине поры подразделяются на субкапиллярные (диаметр пустот менее 0,2 мкм), капиллярные (0,2—100 мкм) и сверхкапиллярные (более 100 мкм). Поры часто могут соединяться с внешней средой и между собой, образуя сплошные извилистые каналы.

Динамическая пористость учитывает только те поры, по которым может фильтроваться жидкость, иногда ее еще называют открытой (эффективной) пористостью.

Площадь поверхности, образуемая стенками пустот и пор, является одной из важнейших геотехнологических характеристик горной породы — *проницаемостью*.

Свойство горных пород пропускать через себя жидкости и газы характеризуется *коэффициентом проницаемости* и *коэффициентом фильтрации*, которые связаны между собой соотношением:

$$K_{\phi} = \frac{K_{\text{пр}} \rho_{\text{ж}}}{\mu}, \quad (1.4)$$

где K_{ϕ} — коэффициент фильтрации, м/с; $K_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости, м²; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости, кг/м³; μ — вязкость жидкости, Па·с.

Для целей геотехнологии проницаемость горных пород следует определять в натуральных условиях, т.к. только при этом можно учесть всю гамму влияющих факторов.

Различают абсолютную, эффективную и относительную проницаемость.

Абсолютная проницаемость характеризует пропускную способность образца для воздуха при атмосферном давлении и вычисляется по линейному закону фильтрации.

Эффективная (фазовая) проницаемость характеризует пропускную способность для различных жидкостей.

Относительная проницаемость — отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

Практической единицей измерения проницаемости является дарси (Д) — величина проницаемости, присущая образцу породы площадью 1 см^2 , длиной 1 см , через который при давлении $9,8 \cdot 10^4 \text{ Па}$ проходит в 1 с 1 см^3 жидкости вязкостью $10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$. При этом $1 \text{ Д} = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

В практике горного производства широкое распространение получил другой параметр — *коэффициент фильтрации* $K_{\text{ф}}$. Практически он представляет собой скорость фильтрации газа или жидкости через породы. Коэффициент фильтрации не учитывает влияние напора пластовых вод и их вязкости на изменение количества фильтрующейся воды. В случае фильтрации воды между коэффициентами пористости и фильтрации существует соотношение: $1 \text{ Д} = 1 \text{ см/с} = 864 \text{ м/сут}$.

В зависимости от значения коэффициента фильтрации породы подразделяются на водоупорные ($K_{\text{ф}} < 0,1 \text{ м/сут}$), слабопроницаемые ($0,1 \leq K_{\text{ф}} < 10$), среднепроницаемые ($10 \leq K_{\text{ф}} < 500$) и легкопроницаемые ($K_{\text{ф}} > 500$) [4].

В горных породах различают проницаемость межгранулярную и трещинную, причем последняя значительно выше. Для осадочных пород трещинная проницаемость составляет $(1,5 \div 4,0) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, а межгранулярная — до $(1,5 \div 4,0) \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$.

Кроме фильтрационных к гидравлическим свойствам массивов горных пород относятся следующие свойства.

Влагодержимость — количество воды, удерживаемой силами молекулярного притяжения на поверхности частиц породы:

$$W_{\text{м}} = \frac{G_{\text{м}} - G_{\text{с}}}{G_{\text{с}}}, \quad (1.5)$$

где $G_{\text{м}}$ — вес влажного образца породы; $G_{\text{с}}$ — вес образца породы, высушенного при температуре $105\text{—}110 \text{ }^\circ\text{C}$.

Водопроницаемость — способность породы пропускать воду. Способность пород пропускать воду характеризуется коэффициентом проницаемости, определяемым из уравнения Дарси:

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q}{S} \cdot \frac{l_0}{\Delta F} \cdot \eta, \quad (1.6)$$

где $\frac{Q}{S}$ — скорость фильтрации, см/с; ΔF — перепад давления на пути l_0 фильтрации жидкости, МПа (кгс/см²); η — вязкость жидкости, г/(см·с); Q — расход воды через сечение S в единицу времени, см³/с.

В зависимости от величины коэффициента фильтрации породы подразделяются на водоупорные, слабопроницаемые, среднепроницаемые и легкопроницаемые.

Кроме перечисленных свойств, к гидравлическим свойствам горных пород относятся:

- ◆ *водоотдача* — способность горных пород отдавать воду путем свободного вытекания;

- ◆ *водоустойчивость* — способность горных пород сохранять связность, консистенцию и прочность при взаимодействии с водой;

- ◆ *капиллярность* — способность горных пород поднимать влагу по порам под воздействием капиллярных сил;

- ◆ *набухание* — способность горной породы увеличивать объем под воздействием влаги;

- ◆ *усадка* — способность горной породы уменьшать объем при высыхании;

- ◆ *просадочность* — способность горной породы уменьшать объем при замачивании;

- ◆ *смачиваемость* — способность горной породы входить в молекулярное взаимодействие с жидкостями;

- ◆ *адсорбция* — способность горной породы концентрировать на своей поверхности различные вещества из газов, паров и жидкостей;

- ◆ *абсорбция* — способность горной породы поглощать пары, газы и жидкости;

- ◆ *липкость* — способность горной породы прилипать к различным предметам.

1.1.2. ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Тепловые свойства лежат в основе геотехнологических способов разработки месторождений полезных ископаемых, использующихся для перевода их в подвижное состояние нагреванием до определенной температуры.

Способность горных пород к фазовым превращениям подразделяется на плавление, испарение, сублимацию, кристаллизацию и конденсацию.

Плавление — способность полезного ископаемого переходить в жидкое состояние при нагревании. Оно характеризуется температурой плавления и удельной теплотой плавления. Под *температурой плавления* понимается температурный интервал, определяющий температуру начала плавления горной массы и полного перехода ее в жидкое состояние. *Удельная теплота плавления* — количество тепла, необходимого для плавления единицы горной массы.

Испарение (парообразование) — способность полезного ископаемого переходить из твердой или жидкой фазы в газообразную. Оно оценивается количественно — *теплотой испарения*, — количеством тепла, необходимого для преодоления сил связи между молекулами и их «отрыва» с поверхности.

Сублимация — способность полезного ископаемого переходить из твердого состояния в газообразное. Количественно она оценивается *теплотой сублимации*.

Кристаллизация — способность полезного ископаемого к образованию и росту кристаллов из расплавов, растворов или газов. Она возникает в результате нарушения равновесия исходной фазы (пресыщение или переохладение). В количественном отношении она характеризуется степенью кристаллизации и температурой кристаллизации. *Степень кристаллизации* — количество вещества, выделившегося в твердую фазу из раствора или расплава. *Температура кристаллизации* — температура, соответствующая началу образования твердой фазы.

Конденсация — способность полезного ископаемого переходить из газообразного в твердое или жидкое состояние.

При расчете технологических параметров геотехнологических методов, основанных на нагреве полезного ископаемого, также используются следующие тепловые свойства массивов горных пород: теплопроводность, теплоемкость, тепловое расширение или сжатие.

Теплопроводность — способность горной породы передавать тепловую энергию при возникновении разности температур. Она характеризуется коэффициентом теплопроводности и коэффициентом конвекции.

Теплоемкость — способность горной породы повышать свое теплосодержание при повышении температуры. Она характеризуется удельной, средней и истинной теплоемкостью, а также коэффициентом температуропроводности.

Тепловое расширение или *сжатие* — способность горной породы изменять свои линейные размеры при изменении температуры. Оно характеризуется коэффициентами объемного и линейного расширения.

1.1.3. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

При наложении на массив горных пород электрических, магнитных или радиационных полей в ряде случаев достигается интенсификация химических и физических процессов геотехнологии. В отдельных случаях удается даже привести полезное ископаемое в подвижное состояние этими воздействиями. Широко используются эти методы воздействия при разведке месторождений, для контроля за ходом геотехнологических процессов, при предварительной переработке добытого полезного ископаемого.

К электрическим свойствам относятся: электропроводность, электрическая прочность, поляризация.

Электропроводность характеризуется количественно удельной электропроводностью или удельным электрическим сопротивлением и коэффициентом электрической анизотропии.

Электрическая прочность — способность горной породы сопротивляться разрушающему действию электрического на-

пряжения. Количественно она измеряется пробивным напряжением.

Поляризация — способность горной породы взаимодействовать с окружающим электрическим полем. Она оценивается относительной диэлектрической проницаемостью и углом диэлектрических потерь.

К магнитным свойствам горных пород относятся: магнитная восприимчивость и остаточная намагниченность.

Магнитная восприимчивость — свойство горных пород намагничиваться под воздействием внешнего магнитного поля.

Остаточная намагниченность — способность горной породы сохранять намагниченность.

К радиационным свойствам горных пород относятся: естественная радиоактивность и способность поглощать α -, β -, γ - и нейтронное излучение.

Естественная радиоактивность — способность горной породы создавать радиоактивное излучение.

1.1.4. НЕКОТОРЫЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ И АКУСТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

При геотехнологических способах разработки месторождений полезных ископаемых необходимо учитывать и использовать некоторые специфические механические, а также акустические свойства массива горных пород.

К этим специфическим механическим свойствам относятся: тиксотропность, прочность, твердость, вязкость разрушения, упругость, пластичность, компрессионная способность, хрупкость.

Тиксотропность — способность горных пород, содержащих коллоидные фракции, под воздействием динамических нагрузок к обратимым переходам из твердого состояния в жидкое. Тиксотропность зависит от вида воздействия, его интенсивности и длительности.

Показателями способности горной породы к разрушению являются чувствительность и предел структурной прочности.

Прочность — способность горной породы сопротивляться разрушению под воздействием внешних сил. Она характеризуется количественно: пределом прочности при одноосном сжатии или растяжении, сопротивлением срезу, пределом прочности при изгибе, коэффициентом крепости.

Твердость — сопротивляемость породы внедрению острого инструмента. Твердость минералов оценивают по шкале Мооса. Высшая твердость соответствует десяти (алмаз), низшая — единице (тальк).

Прочность горных пород оказывает большое влияние на эффективность отделения пород от массива, разрушение и дробление их механическим или другим способом. Твердость всегда выше предела прочности на одноосное сжатие.

$$H_k = k\sigma_{сж}. \quad (1.7)$$

Для возможности сравнения прочности различных пород с целью создания эффективных средств механизации и приближенной экономической оценки разрушаемости породы проф. М.М. Протодяконовым создана классификация горных пород по коэффициенту крепости, который определяется по следующей зависимости:

$$f = \frac{\sigma_{сж}}{100}, \quad (1.8)$$

где $\sigma_{сж}$ — предел прочности пород на одноосное сжатие.

Классификация пород, предложенная проф. М.М. Протодяконовым, делит горные породы на десять основных категорий (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Породы	Коэффициент крепости	Категория крепости породы	Плотность породы, т/м ³
Вязкие кварциты и базальты	20	I	2,8—3
Крепкий гранит, самые крепкие песчаники и известняки	15	II	2,6—2,7

Породы	Коэффициент крепости	Категория крепости породы	Плотность породы, т/м ³
Очень крепкие песчаники и известняки	10	III	2,5—2,6
Колчедан, крепкий известняк	8	IIIa	2,5
Обыкновенный песчаник, песчанистые сланцы	5—6	IV—IVa	2,3—2,4
Крепкий глинистый сланец, некрепкий песчаник и известняк	3—4	V—Va	2,4—2,8
Антрацит, мягкий сланец, мягкий известняк, мел, каменная соль, гипс, мерзлый грунт, разрушенный песчаник	2	VI	2,2—2,6
Крепкий каменный уголь, разрушенный сланец, отвердевшая глина	1,5	VIa	1,8—2
Каменный уголь средней крепости, прочные наносы, плотная глина	1	VII	1,8
Мягкий уголь, мягкая песчаная глина	0,8	VIIa	1,6
Торф, влажный песок	0,6	VIII	1,5
Добытый уголь, песок, насыпной грунт, гравий	0,5	IX	1,7
Плывуны	0,3	X	1,5—1,8

Для общей относительной оценки трудности разрушения пород доля участия сжимающих, скалывающих и растягивающих усилий различна и характеризуется коэффициентом $\sigma_{\text{раз}}$.

Тогда

$$\sigma_{\text{раз}} = k_1 \sigma_{\text{сж}} + k_2 \tau_{\text{сдв}} + k_3 \sigma_{\text{р}}. \quad (1.9)$$

Опытами установлено, что прочность пород при сжатии $\sigma_{\text{сж}}$ больше, чем при сдвиге $\tau_{\text{сдв}}$, а при сдвиге больше, чем при растяжении $\sigma_{\text{р}}$, т.е.

$$\sigma_{\text{сж}} > \tau_{\text{сдв}} > \sigma_{\text{р}}. \quad (1.10)$$

Технологические свойства горных пород приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Порода	Предел прочности, МПа		
	на сжатие	на сдвиг	на растяжение
Уголь бурый	5—9	1,1—2,5	0,2—1,5
Уголь каменный	2,4—13	0,1—10	0,1—0,5
Антрацит	10—35	1,5—10	0,5—0,9
Аргиллит	21—77	17—23	1—8
Алевролит	6—68	13—28	8—12
Песчаник	140—176	4—42	5—12
Сланец глинистый	37—52	10—16	0,8—1,2

Вязкость — свойство породы оказывать сопротивление движению частиц этой породы относительно друг друга. Для характеристики высокопластичных пород существует понятие вязкости. Трудно разрушаются породы, имеющие высокое значение прочности на сжатие и значительную пластичность. Предельное напряжение, при котором образец породы разрушается, называется пределом прочности.

Упругость — способность горной породы восстанавливать после снятия нагрузки свою первоначальную форму и размеры. Количественно она характеризуется модулем Юнга, коэффициентом Пуассона, модулем сдвига, коэффициентом всестороннего сжатия.

Пластичность — способность горной породы изменять форму без разрыва сплошности при силовом воздействии и сохранять эту форму при снятии действующей нагрузки. Количественно она характеризуется степенью пластичности, коэффициентами пластичности и уплотнения.

Компрессионная способность — способность горной породы сжиматься при вертикальной нагрузке и невозможности бокового расширения. Она характеризуется количественно: коэффициентами уплотнения и консолидации, модулями осадки и полной деформации.

Хрупкость — способность горной породы к внезапному разрушению при нагрузке без заметных пластических деформаций. Она количественно характеризуется коэффициентом хрупкости.

Акустические свойства используются и учитываются при разрушении массивов ультразвуковыми волнами, а также при геофизических методах контроля. Они оцениваются акустической проводимостью и поглощением.

Технологические свойства и классификация каменных углей. Технологические свойства каменных углей, рассмотренные как объект добывания, обогащения и технологического использования, включают кроме основных свойств горных пород и дополнительные параметры.

Первая группа технологических свойств каменных углей характеризует их как объект добывания со следующими дополнительными параметрами:

◆ *метаноносность* — объем метана, содержащийся в свободном и связанном состояниях в единице массы угля. Наличие метана влияет на выбор технологии подземной разработки угля;

◆ *сопротивляемость резанию* — способность угля противостоять механическому воздействию горного инструмента при резании;

◆ *абразивность* — способность пласта к снятию слоя металла при движении режущего инструмента в угле. В зоне отжима сопротивляемость угля резанию меньше, чем в глубине массива:

$$A_{от} = k_{от}A, \quad (1.11)$$

где $k_{от}$ — коэффициент отжима, значение которого зависит от типа угля и расстояния от кромки забоя в глубь массива.

Выбороопасность — газодинамическое явление в угольных шахтах, проявляющееся в виде внезапных выбросов угля и газа, вызванных концентрацией давления горных пород и энергией сжатого и свободного газа.

Самовозгораемость — способность углей к самовозгоранию. Определяется скоростью реакций окисления и критической температурой самовозгорания углей.

Вторая группа технологических свойств каменных углей характеризует их как объект обогащения.

Обогатимость — возможность полноты извлечения органической части каменного угля из горной массы или разделение его на продукты с повышенной концентрацией составных компонентов путем применения различных методов обогащения. Обогатимость угля — способность к разделению на продукты обогащения по заданным показателям качества.

При обогащении получают три продукта: концентрат, в котором содержание горючей массы более высокое, чем в исходном угле; промежуточный продукт — смесь частиц угля и породы, попавшей в него в результате несовершенства методов обогащения; отходы обогащения с более высоким содержанием негорючих компонентов, чем в исходной горной массе.

Методы обогащения углей: гравитационный, центробежный, флотационный, химический, электрический и магнитный.

Третья группа технологических свойств углей характеризует их как возможность использования в народном хозяйстве по технологическим параметрам.

Термическая стойкость — механическая прочность угля в кусках после термической обработки — изучается для углей, предназначенных для сжигания в топках транспортных средств, полукоксования и гидрирования. Устанавливается путем нагревания антрацита при температуре 900 °С и испытания в барабане на дробимость.

Спекаемость — свойство углей размягчаться при нагревании без доступа воздуха до температуры 470—550 °С, проходя стадию пластического состояния, переходить в твердое состояние и образовывать прочный пористый продукт.

Коксуемость — способность углей некоторых марок или их смесей давать в промышленных установках при определенном температурном режиме прочный крупнокусковой кокс. Пригодность углей для коксования характеризуется показателями, оп-

ределенными лабораторным способом: характером спекаемости, степенью вязкости в пластическом состоянии, температурными границами пластичности, порядком газовыделения, составом примесей. Подобранный смесь углей различных марок, идущую на коксование, называют *коксовой шихтой*.

Термохимическая стойкость — свойство углей сопротивляться химическому разложению при нагревании. С увеличением степени метаморфизма углей термохимическая стойкость возрастает.

Выход летучих веществ — количество выделяющегося вещества из ископаемых углей при нагревании без доступа воздуха. В состав летучих веществ входят влага, летучие органические части угля и частично продукты разложения некоторых минералов.

Выход летучих веществ в пересчете на сухое беззольное состояние используется как один из основных параметров промышленных классификаций каменных углей, характеризующий состав и строение их органического вещества.

Теплота сгорания угля — важнейшая характеристика, используемая для сопоставления теплотехнических свойств углей различных месторождений. Определение теплоты сгорания производится замером количества тепла, выделенного единицей массы угля при полном сгорании его в калориметрической бомбе в среде сжатого кислорода.

Для сравнения теплового эффекта от сжигания разных видов топлива и углей различного качества используется понятие об условном топливе. За условное принимается топливо с низшей теплотой сгорания 29,3 МДж/кг (7000 ккал/кг; 1 кал = 4,19 Дж). Одна тонна условного топлива (1 т у.т.) равна 1 т каменного угля, или 0,7 т нефти, или 770 м³ природного газа.

Каменные угли делят на марки, исходя из показателя выхода летучих веществ, толщины пластического слоя, образующегося в результате спекания и теплоты сгорания угля. Усредненные показатели качества каменных углей различной стадии метаморфизма приведены в табл. 1.3.

Перечисленные свойства в каждой отдельно взятой породе выражены в разной степени, и без учета свойств горных пород

невозможно правильно решать вопросы выбора схем вскрытия, подготовки и системы разработки, способа разрушения пород, выбора средств комплексной механизации, а также способов крепления выработок и управления горным давлением при разработке месторождений полезных ископаемых.

Таблица 1.3

Усредненные значения теплоты сгорания угля и некоторых других показателей качества угля различной степени метаморфизма

Марка угля	Стадия метаморфизма	Выход летучих веществ	Толщина пластического слоя, мм	Q' , МДж/кг
Длиннопламенный Д	I	≥ 35	< 6	21,98—24,91
Газовый Г	II	≥ 35	11—25	23,44—25,9
Газово-жирный ГЖ	II—III	27—35	6—10	24,70—26,37
Жирный Ж	III	27—35	17—20	25,33—26,58
Коксово-жирный КЖ	III—IV	27—35	> 21	25,95—27,21
Коксовый К	IV	18—27	> 21	26,37—28,47
Отощенно-спекающийся ОС	V	14—22	6—13	26,58—27,84
Тощий Т	VI	8—17	—	25,95—27,63
Антрацит А	VII—VIII	≤ 8	—	23,86—31,00

1.2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

В основе геотехнологических способов лежат физические и химические процессы. Физические процессы сопровождаются изменением формы, внешнего вида и физических свойств полезного ископаемого. Химические процессы сопровождаются изменением химического состава и химических свойств полезного ископаемого.

Каждый геотехнологический способ включает не один, а несколько различных процессов, одни из которых являются основными, другие — вспомогательными, третьи — обеспечивающими.

К основным относятся процессы, связанные с добычей полезных ископаемых. Например, процессы перевода полезного ископаемого в подвижное состояние, доставки рабочих агентов в добычное поле, выдачи продуктивных флюидов на поверхность.

К обеспечивающим относятся процессы, дающие возможность выполнять добычные процессы. К ним относятся: процессы вскрытия и подготовки месторождения, приготовления рабочих агентов, переработки продуктивных флюидов, контроля и управления параметрами добычи, качества и др.

К вспомогательным процессам относятся: энергоснабжение, ремонт добычного оборудования, геолого-маркшейдерское обслуживание добычных работ и т.д.

1.2.1. ОСНОВЫ ПРОЦЕССОВ РАСТВОРЕНИЯ И ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

С помощью различных растворителей можно переводить в подвижное состояние многие полезные ископаемые. Такой перевод происходит в результате процессов растворения и выщелачивания, которые различаются механизмом взаимодействия растворителя и полезного ископаемого.

При рассмотрении фильтрационного выщелачивания веществ из горных пород можно использовать количественные закономерности, установленные в химической кинетике и физико-химической гидродинамике. Как известно, растворение твердого тела в жидкости — химический процесс, возникающий и протекающий на границе раздела твердой и жидкой фаз; такие химические реакции, происходящие на поверхности твердого тела, называются гетерогенными. *Растворение* протекает в результате диффузии и межмолекулярного взаимодействия без нарушения химического состава полезного ископаемого. Процесс растворения лежит в основе скважинной добычи растворимых в воде солей: галита, сильвина, бишофита и др.

Во многих случаях растворение природных солей носит диффузионный характер, так как собственно химическая реакция растворения, происходящая на поверхности твердого тела, протекает быстрее, чем перенос вещества от поверхности растворяющегося тела, осуществляемый посредством молекулярной или конвективной диффузии.

Хотя растворимость твердого вещества в воде, строго говоря, характеризует равновесие между твердой и жидкой фазами при данных термодинамических условиях и зависит от структуры и текстуры твердого тела и структуры растворителя, упорядоченность частиц растворителя непрерывно меняется в связи с их непрерывным тепловым движением.

Выщелачивание сопровождается изменением полезного ископаемого как химического соединения и переводом его в раствор. Способом выщелачивания ведется извлечение из руд металлов, их солей и оксидов.

В курсах динамики подземных вод выделяют два вида нисходящего вертикального движения воды в горных породах. В одних случаях происходит свободное просачивание, когда нет напора и полного увлажнения породы и вода или водный раствор перемещаются в виде пленок (тонких слоев), отдельными струями и каплями. В других случаях вода перемещается по порам и трещинам горных пород сплошным потоком; здесь мы имеем дело с обычной фильтрацией воды в горных породах.

В качестве выщелачивающих агентов используют кислоты и водные растворы солей.

Процесс растворения — гетерогенная реакция, происходящая на границе раздела двух сред: твердой и жидкой. Она включает:

- ◆ поступление растворителя к поверхности растворяемого вещества;
- ◆ взаимодействие растворителя и растворяемого вещества (межфазные процессы);
- ◆ удаление растворенного вещества от поверхности растворяемого вещества (диффузионный процесс).

Скорость диффузионного процесса растворения определяется разностью концентраций растворяемого вещества на контакте между пограничным слоем насыщенного рассола и общей массой растворителя. По мере насыщения раствора скорость растворения уменьшается по логарифмическому закону.

Различают:

- ◆ массовую скорость растворения — количество соли, растворяемое в единицу времени с единицы поверхности;
- ◆ линейную скорость растворения — расстояние, на которое распространяется растворение в единицу времени.

Скорость растворения зависит от угла наклона поверхности растворяемого вещества и температуры растворителя. В то же время она мало зависит от давления.

Особенно сложен процесс, когда имеем дело с растворением одновременно нескольких веществ, например, сильвинита, состоящего из хлористого калия (сильвина) и хлористого натрия (галита).

Кристаллизация соли — процесс, обратный растворению. Она наступает, когда раствор при данной температуре пресыщен и происходит вследствие испарения части растворителя или понижения температуры насыщенного раствора. Скорость кристаллизации зависит от присутствия в растворе зародышей кристаллов, быстроты охлаждения раствора, перемешивания, высокой начальной температуры, чистоты раствора.

Природа растворения солей очень сложна, еще больше ее усложняет наличие нерастворимых компонентов.

Процесс выщелачивания более сложен, чем процесс растворения. Он описывается сложными дифференциальными уравнениями с учетом влияния формы, размеров и полисперстности частиц, длины слоя, концентрации растворителя, гидродинамики движения жидкости.

Методы химического извлечения минералов, основанные на выщелачивании, предусматривают обычно селективные извлечения полезного компонента.

Механизм процесса выщелачивания определяется структурой и составом растворяемого минерала, характером химической связи в его кристаллической решетке, комплексом физико-химических свойств растворителя. В основе выщелачивания могут лежать:

- ♦ *обменные реакции*, при которых происходит образование легкорастворимых соединений за счет обмена ионами (взаимодействие оксидов и солей металлов с кислотами);

- ♦ *окислительно-восстановительные реакции*, при которых происходит образование легкорастворимых соединений за счет передачи электронов от атомов выщелачивающего агента к атомам минерала и наоборот; вещества, отдающие электроны, называются восстановителями, а принимающие — окислителями;

- ♦ *реакции с образованием комплексных соединений*.

Часто процессы выщелачивания сопровождаются осаждением ценных компонентов или образованием плотных пленочных покрытий на поверхности растворения.

Выщелачивание является основной операцией при извлечении урана на месте залегания руды, так как содержание полезного компонента в них ничтожно мало. Оно определяет величину извлечения и стоимость конечного продукта. Несмотря на многообразие типов месторождений, руд и минералов, содержащих уран, для извлечения его обычно используют водные растворы минеральных кислот или солей карбонатов щелочных металлов.

При подземном выщелачивании к растворителю предъявляются следующие требования:

- ♦ обеспечение относительно полного перевода полезного компонента в раствор;

- ◆ низкая стоимость реагента и его наличие в народном хозяйстве;
- ◆ селективность в процессе выщелачивания;
- ◆ обеспечение коррозионной стойкости применяемой аппаратуры и материалов;
- ◆ исключение условий, приводящих к засорению пор и капилляров в выщелачиваемой рудной массе и снижающих проницаемость массива;
- ◆ возможность осуществления процесса без нагрева, дополнительного измельчения, перемешивания и т.п. («мягкие» условия).

Наиболее дешевым растворителем для выщелачивания является серная кислота. Другие растворители характеризуются следующими коэффициентами относительно последней:

$$\begin{aligned} \text{HNO}_3 - 2,15; \text{HCl} - 2,38; \text{NaHCO}_3 - 1,06; \text{Na}_2\text{CO}_3 - 1,18; \\ \text{NH}_4\text{HCO}_3 - 1,32; (\text{NH}_4)_2\text{CO}_3 - 3,00. \end{aligned} \quad (1.12)$$

Для интенсификации процесса при подземном выщелачивании некоторых руд в растворитель добавляется окислитель. В качестве последнего могут быть использованы: кислород, перманганаты, перекись водорода, азотсодержащие окислители и др.

Процесс выщелачивания включает три основные стадии:

- ◆ транспортировку растворителя к поверхности выщелачиваемых минералов;
- ◆ химическую реакцию с образованием растворимых солей;
- ◆ транспорт растворенных продуктов реакции в объем раствора.

В процессе выщелачивания происходит снижение проницаемости массива. Это явление называется кольматацией. Выделяют следующие формы кольматации:

- ◆ химическую, связанную с образованием в порах химических осадков;
- ◆ газовую, обусловленную образованием газообразных продуктов в пласте в результате взаимодействия кислоты с карбонатными составляющими пород;

◆ ионообменную, связанную с изменением размера пор в присутствии органического вещества и глинистых частиц в проницаемых породах под действием изменения рН и минерализации фильтрующихся растворов;

◆ механическую, вызываемую закупоркой поровых каналов пород механическими взвесями или частицами, содержащимися в фильтрующихся растворах.

При отработке месторождения способом подземного выщелачивания обычно одновременно возникают и сосуществуют несколько форм кольтации.

Переведенный в раствор полезный компонент не полностью извлекается в процессе отработки. Часть его поглощается безрудными породами. Это негативный процесс, определяющий одно из слагаемых потерь полезного ископаемого в недрах.

На практике поглощение растворенного полезного компонента осуществляется покрывающими и подстилающими породами, а также слабопроницаемыми безрудными прослоями рудовмещающего горизонта. Потери за счет поглощения в первый период выщелачивания могут достигать до 20—30 % относительно общего объема выщелачиваемого компонента. Однако впоследствии благодаря постоянной фильтрации по проницаемому слою растворителя эти потери могут быть снижены до 5—6 %.

По характеру проникновения внутрь куска руды растворителя делятся на три типа:

◆ руды, в которых растворитель просачивается более или менее одновременно и постоянно со всех сторон;

◆ руды, в которых растворитель проникает сначала по трещинам и плоскостям слоистости, т.е. по основным каналам, а затем из них поступает в мельчайшие поры и капилляры;

◆ руды, которые при обработке растворителем разрушаются.

Пористость рудных монолитов обычно во много раз ниже пористости глин (эффективная пористость скальных руд обычно 0,5—3,0 %), однако размеры пор и капилляров в куске выше, чем в глинистых породах.

1.2.2. ТЕРМИЧЕСКИЕ И ТЕРМОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МАССИВ ГОРНЫХ ПОРОД

Термическое воздействие на горные породы изменяет агрегатное состояние вещества в форму, удобную для доставки к скважине и на поверхность (жидкость, газ), а также физические свойства (например, уменьшает вязкость, улучшает условия фильтрации).

Эти процессы эндотермические и требуют подвода тепловой энергии. Подвод тепла может осуществляться различными теплоносителями (дымовые газы, пар, горячая вода и т.п.) или воздействием на пласт различного рода полями.

Выбор температуры воздействия зависит от конкретного полезного ископаемого.

Например, температура плавления озокерита лежит в пределах 50...80 °С, серы 112,8...119 °С, бишофита 117 °С. Причем при температуре ~160 °С вязкость серы повышается примерно в 800 раз. Необходимо отметить, что при превышении определенной температуры начинаются химические превращения вещества.

Характер протекания процессов термического воздействия на горные породы во многом зависит от того, из каких минералов, агрегатных структур состоит массив, стабильности их характеристик.

Наиболее типичным примером теплового воздействия на массив пород является подземная выплавка серы. При этом необходимо выделять две части, выполняющие различные функции. Первая простирается от устья до забоя скважины и является транспортной магистралью. Вторая включает в себя призабойную зону пласта, в которой происходит превращение полезного компонента в жидкое состояние. Такой способ называется подземной выплавкой.

Естественно, что практический эффект зависит от количества подведенного к пласту тепла. Подавая заданные объемы теплоносителя в пласт, можно регулировать радиус зоны плавления.

Процесс подземной выплавки представляет собой комплекс сложных физических явлений, математическое описание которых не всегда возможно.

При подземной выплавке рудный пласт разогревается до температуры плавления полезного компонента путем нагнетания в массив горячего теплоносителя, который, фильтруясь по трещинам, кавернам и крупным порам, вытесняет холодную воду и выплавляет полезный компонент. Для разогрева пласта могут использоваться различные теплоносители: горячие дымовые газы, парогазовая смесь, пар, горячая вода, рассолы с различным удельным весом. Теплоноситель должен иметь большую удельную теплоемкость, хорошие вытесняющие свойства и быть дешевым в производстве. Выбор теплоносителя чрезвычайно важен, т.к. 50—60 % затрат по технологии приходится на получение и подогрев теплоносителя.

Скорость прогрева массива различными теплоносителями характеризуется коэффициентом термоинжекции. Для воздуха, дымовых газов, парогаса, пара и воды он соответственно составляет: 1, 2, 11, 31, 123. Наиболее эффективный термоинжекционный агент — горячая вода.

Тепловая энергия на подземном участке вокруг добычной скважины распространяется за счет:

- ◆ кондуктивного теплообмена, интенсивность которого полностью определяется температурными условиями протекания процесса и физическими свойствами рудного тела;

- ◆ конвекции, при которой интенсивность процесса зависит от закономерностей движения жидкости, определяемых уравнениями аэрогазодинамики;

- ◆ теплообмена между теплоносителями и рудным массивом.

У добычной скважины в зоне плавления взаимодействуют две жидкие и твердая фазы (расплавленный полезный компонент, вода и минералы, составляющие рудный скелет).

Расплавленный тепло горячей воды полезный компонент за счет большего удельного веса стекает к почве пласта призабойной зоны скважины, образуя так называемую лужу, нижняя часть которой соприкасается с холодными подстилающими породами. При прекращении инъекции горячей воды в пласт в результате аварии или при ремонте важным параметром является время остывания расплавленного вещества.

Метод создания внутрипластового движущегося очага горения относится к термическим способам извлечения нефти, при которых тепло для воздействия на нефтяной пласт получают за счет сжигания наиболее тяжелых компонентов пластовой нефти. Этот метод применим для месторождений с очень тяжелыми малоподвижными нефтями, при разработке которых обычными методами удастся извлечь до 30 % от имеющихся запасов.

Сущность метода внутрипластового очага горения заключается том, что вначале в призабойной зоне зажигательной (нагнетательной) скважины при помощи различных топливных горелок, электрических нагревателей или химических реагентов создают мощный очаг горения. После образования очага горения для поддержания процесса горения нефти в скважину с поверхности нагнетают окислитель — воздух, обогащенный кислородом, или кислородосодержащую газовую смесь. Под воздействием высокой температуры фронта горения нефть в пласте претерпевает термохимические изменения, при которых часть ее превращается в углеводородные газы, а часть — в коксоподобный остаток, откладывающийся в поровых каналах. Углеводородный газ вместе с продуктами горения и частью нефти отбирается через эксплуатационные скважины, а коксоподобный остаток сгорает в пласте.

Выделяющиеся продукты горения с высокой температурой, двигаясь по пласту, отдают тепло нефтесодержащей породе. В результате того, что вязкость нефти резко снижается, увеличивается нефтеотдача пласта и дебит эксплуатационных скважин.

Технология разработки пласта при помощи внутрипластового движущегося очага горения может быть различной. Наиболее распространенным является прямоточный вариант (рис. 1.1), когда зажигание пласта и подачу окислителя осуществляют через одну и ту же скважину. При этом очаг горения и поток окислителя движутся в одном направлении — от зажигательной (нагнетательной) скважины к эксплуатационным. На рис. 1.2 показана схема распределения температур по зонам процесса горения. Первая зона характеризуется низкой температурой, близкой к пластовой. Здесь нефть еще не подвергается тепловой обработке.

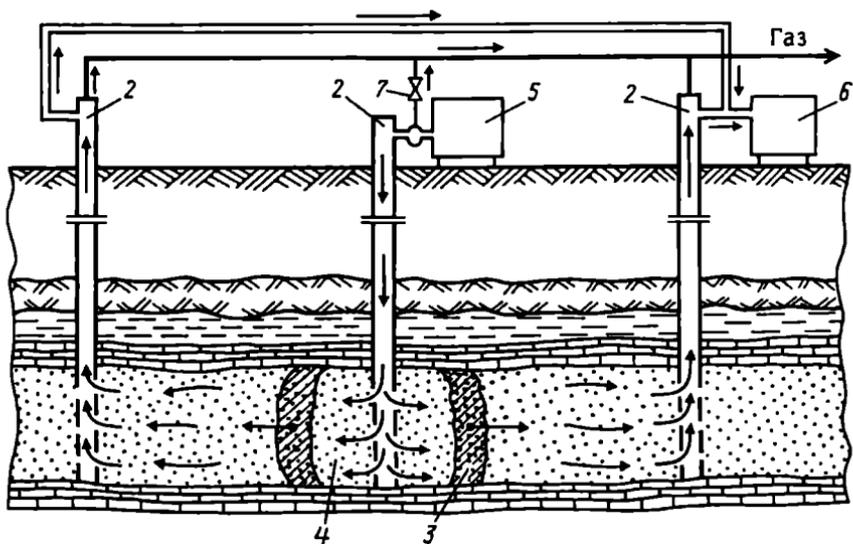


Рис. 1.1. Схема технологии разработки нефтеносного пласта по прямо-точному варианту:

1 — закигательная и нагнетательная скважина; 2 — эксплуатационные скважины; 3 — зона горения; 4 — выгоревшая зона пласта; 5 — установка, нагнетающая окислитель; 6 — устройство сбора и хранения нефти; 7 — клапан

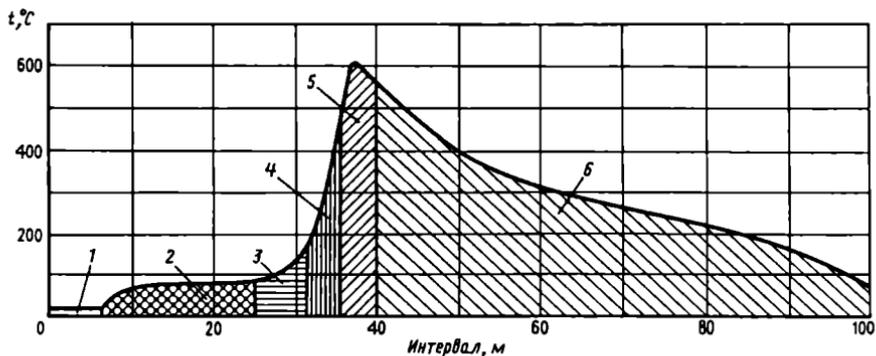


Рис. 1.2. Схема распределения температур по зонам горения:

1 — зона пластовой температуры; 2 — зона предварительного повышения температуры; 3 — зона испарения; 4 — зона термохимической реакции; 5 — зона горения; 6 — зона регенерации

В зоне предварительного нагрева температура достигает 100 °С. В результате фракции нефти, поступившие из последующих зон, конденсируются, а вязкость пластовой нефти снижается.

В зоне испарения температура достигает 150—200 °С.

Основная особенность зоны заключается в наличии перегретых насыщенных паров нефти и воды. В последующей зоне температура сильно возрастает, и процессы испарения переходят в термохимические с образованием твердого коксового остатка, откладываемого в порах пласта. Этот остаток является основным топливным материалом, обеспечивающим поддержание в пласте горение при непрерывном нагнетании с поверхности окислителя.

Термохимические процессы при геотехнологии основаны на энергетических изменениях системы при химических превращениях полезных ископаемых, возникающих под действием внутрипластового теплового очага. Термохимические процессы лежат в основе таких геотехнологических способов, как подземное сжигание серы, газификация угля и сланцев, тепловое воздействие на нефтеносные пласты, подземное сжигание угля.

На отдельных нефтяных месторождениях применяют комбинированный метод интенсификации: обработку призабойной зоны горячей нефтью с добавкой различных ПАВ. В скважине, намеченной к обработке, вначале производят депарафинизацию (очистку) насосно-компрессорных труб путем закачки горячей нефти в затрубное пространство. После этого скважину останавливают и извлекают насосные штанги с конусом насоса. Через насосно-компрессорные трубы закачивают 10—12 м³ горячей нефти ($t = 85 \div 95$ °С) с добавкой 80—100 кг ПАВ.

Во многих нефтяных районах для прогрева призабойной зоны используют пластовую воду. Воду в объеме 70—80 м нагревают до 90—95 °С, добавляют в нее поверхностно-активные вещества (0,5—10 % объема воды) и под давлением закачивают в пласт.

Из всех методов теплового воздействия на призабойную зону скважин самым эффективным является метод нагнетания в

скважину перегретого водяного пара при высоком давлении (8—15 МПа).

Обычно наличие очага приводит к тому, что в массиве образуются отдельные зоны, для каждой из которых характерны определенные реакции и температуры. Для обоснования оптимального режима термохимического процесса необходимо выяснить:

- ◆ распределение физико-химических зон процесса;
- ◆ влияние и характер изменения фильтрационных зон;
- ◆ характер распространения температурных зон;
- ◆ режимы подачи рабочих агентов и т.п.

Одним из резервов развития геотехнологических способов является добыча полезных ископаемых непосредственно из магмы, однако эти процессы еще недостаточно изучены.

1.2.3. ПРИНЦИП ДИСПЕРГИРОВАНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Диспергирование — тонкое измельчение твердых тел или жидкостей, в результате которого образуются дисперсионные системы: порошки, суспензии, эмульсии, аэрозоли.

Удельная работа, затрачиваемая на диспергирование, зависит от характеристик и структуры измельчаемой породы, поверхностной энергии и степени измельчения.

Введение поверхностно-активных веществ (ПАВ) — диспергаторов, эмульгаторов, понизителей твердости — снижает энергозатраты при диспергировании и повышает дисперсность измельченной фазы.

Этот процесс пока не нашел промышленного применения в геотехнологии.

1.2.4. ВОЗДЕЙСТВИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ НА МАССИВ ГОРНЫХ ПОРОД

В основном этот способ используется для интенсификации химических реакций и процессов. Их сущность заключается в переводе электрической энергии в тепловую. Прогрев массива зависит от величины напряженности электрического поля. Поле

создается с помощью электродов, опускаемых в скважины, расположенные по контуру подлежащего разогреву массива.

Этот способ применялся для разогрева серных руд Предкарпатья и битумов в Башкирии.

1.2.5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СПОСОБАХ РАЗРАБОТКИ

Эти процессы сводятся к следующим: гидрорасчленению, гидроподъему, гидроотбойке, гидротранспорту.

Гидрорасчленение повышает проницаемость массива за счет разрыва пласта рабочей жидкостью под большим давлением.

Гидроподъем осуществляется за счет: энергии нагнетаемого рабочего агента, вводимой в скважину энергии сжатого воздуха, погружными насосами и гидроэлеваторами.

Гидроотбойка осуществляется струями рабочей жидкости высокого давления специальными скважинными гидромониторами с гибкими и телескопическими наконечниками.

Гидротранспорт — транспортировка разрушенной породы в виде пульпы — смеси твердого и жидкого в определенном соотношении.

Гидромониторная струя является рабочим органом для разрушения, смыва, подъема горной массы. Она характеризуется размером отдельных структурных элементов, начальным давлением воды на вылете из насадки, силой давления на забой на различных расстояниях от насадки.

Существенное влияние на параметры струи оказывает соотношение плотностей струи и среды, в которой она движется. Свободная незатопленная струя ($\rho_{ст} > \rho_{ср}$) используется при открытой и подземной разработках месторождений полезных ископаемых. Затопленная свободная струя ($\rho_{ст} = \rho_{ср}$) используется при скважинной гидродобыче, струйной зачистке днища кораблей, в реактивных двигателях и т.д. Несвободная затопленная струя ($\rho_{ст} < \rho_{ср}$) имеет место в эжекторных установках, при гидropескоструйной обработке призабойных зон нефте- и серодобычных скважин, при бурении скважин гидромониторными долотами.

Гидромониторные струи делятся на струи низкого (до 1 МПа), среднего (до 4 МПа) и высокого (более 4 МПа) давления. Движение жидкости в струе характеризуется перемещением частиц воды при отсутствии твердых границ русла. Окончательное формирование струи происходит в насадке гидромонитора, назначение которой заключается в преобразовании статического давления воды в кинетическую энергию струи. По мере уменьшения сечения насадки при постоянном расходе воды скорость ее увеличивается. Одновременно с этим увеличиваются потери напора в насадке, которые пропорциональны квадрату скорости потока. В конечном сечении насадки статическое давление, за вычетом потерь напора, переходит в скоростной напор.

Структура струи характеризуется геометрическими и гидравлическими параметрами. Начальные параметры струи определяются условиями формирования потока воды в подводящих каналах. Завихрения потока в подводящем канале, неравномерность профиля, турбулентность на входе в насадку, возникновение кавитации при больших напорах ухудшают компактность струи и уменьшают ее дальнобойность. На параметры струи влияют вязкость и плотность среды, в которой распространяется струя. Гидравлические и геометрические параметры определяют важнейшие показатели струи на контакте с разрушаемой породой: силу удара и удельное динамическое давление струи.

Увеличение гидростатического давления до глубины 200—300 м существенно ухудшает параметры струи.

Разрушение струей в основном применяется при разработке слабосвязных и рыхлых горных пород и реже полускальных.

Размываемость породы определяется физико-геологическими факторами.

К гидравлическим факторам относятся напор и расход (диаметр насадки).

К технологическим факторам относятся условия воздействия струи на забой.

С увеличением пористости, трещиноватости, размокаемости и коэффициента фильтрации увеличивается скорость размыва, а с увеличением крепости, пластичности и коэффициента сцепле-

ния она уменьшается. В то же время содержание различных фракций минеральных частиц в горной породе и их сцепление также характеризуют ее гидравлическую разрушаемость.

Сложность и недостаточная изученность явления размыва заставляют в настоящее время определять величину потребного напора струи и удельного расхода воды ориентировочно и только в производственных условиях уточнять их опытным путем.

Перемещение разрушенной струей гидромонитора горной массы к всасу выдачного устройства происходит в потоке по почве камеры самотечным или напорным потоком воды. Кроме того, самотечная доставка может эффективно использоваться на поверхности от добычных скважин до карты намыва или перекачных землесосов.

Самотечный транспорт возможен только при наличии определенного уклона. Подвижность смесей твердых частиц с жидкостями или газами зависит прежде всего от гранулометрического состава твердой фазы, ее плотности и от количественного соотношения фаз. По преимущественному содержанию частиц определенных размеров в смеси с водой транспортируемый материал условно делится на фракции по крупности: кусковую (более 50 мм), крупнозернистую (от 10 до 50 мм), мелкозернистую (2—10 мм), песчаную (0,25—2 мм), пылеватую (0,05—0,25 мм), иловую (0,005—0,05 мм) и глинистую (менее 0,005 мм).

В потоке кусковая и крупнозернистая фракции перемещаются скачкообразно и волочением по дну потока, все же остальные фракции в основном перемещаются во взвешенном состоянии.

Подъем руды по скважине может быть осуществлен гидроэлеватором, эрлифтом или их комбинацией. Транспортирование руды от добычной скважины по трубам осуществляется землесосом или загрузочным аппаратом. При гидроэлеваторном подъеме рабочая вода из насадки гидроэлеватора, создавая вакуум в приемной камере, засасывает поток гидросмеси и, смешиваясь с ним через диффузор, по трубам выдает ее на поверхность.

Эрлифтный подъем, несмотря на низкий КПД (10—30 %), широко применяется для откачки пульпы ввиду своей простоты,

надежности и, главное, возможности свободного выноса абразивных частиц.

До настоящего времени отсутствует строгая математическая теория эрлифта, которая позволила бы практически рассчитать все его параметры.

Различают следующие основные режимы (структуры) смеси: пузырьковый, поршневой, пенный, капельный. Кроме того, существует множество смешанных режимов. Структура смеси зависит от многих факторов, основными из которых являются расход газа, свойства жидкости, растворимость газа, диаметр подъемных труб, величина погружения эрлифта под динамический уровень откачиваемой жидкости.

Землесосы являются наиболее распространенными аппаратами гидравлического транспортирования самых разнообразных горных пород и относятся к разновидности турбомашин, конструкция которых имеет специфику, обусловленную наличием твердого материала в транспортируемой гидросмеси.

Подъем гидросмеси из зумпфа до выходного отверстия рабочего колеса осуществляется за счет разности между атмосферным давлением и давлением расхода у входа в рабочее колесо. Выбрасывание гидросмеси в напорный трубопровод осуществляется за счет энергии, передаваемой потоку лопатками рабочего колеса через вал землесоса от двигателя.

1.3. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ ГЕОТЕХНОЛОГИИ

1.3.1. СООРУЖЕНИЕ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН

Для бурения скважин обычно применяют станки, используемые для поискового бурения. Для сооружения скважин большой глубины используются станки шарошечного бурения типа СБШ, небольшой глубины при слабых покрывающих отложениях — станки шнекового вращательного бурения типа СБР, при породах мягких и средней крепости и глубине до 500 м — роторные буровые установки типа УРБ.

Проведены испытания по бурению относительно неглубоких скважин турбобурами конструкции ВНИИБТ. Были также опробованы различные методы бурения геотехнологических скважин высоконапорными струями воды.

Все буровые установки состоят из следующих основных узлов: вышки или мачты; механизмов подъема, вращения и промывки; двигателя с трансмиссией; генераторной и компрессорной установок; контрольно-измерительных приборов; превенторов; вспомогательного оборудования.

Удаление буровой мелочи осуществляется промывкой. В качестве промывочной жидкости используется глинистый раствор или вода.

Циркуляция промывочной жидкости — глинистого раствора — осуществляется обычно с помощью поршневых насосов двойного действия.

Привод большинства буровых установок основан на дизельных двигателях или двигателях внутреннего сгорания. При необходимости бурения большого числа геотехнологических скважин, расположенных относительно недалеко друг от друга, с экологической, технологической и экономической точек зрения, наиболее перспективным является электрический привод бурового станка.

Для предотвращения выброса жидкости и газа при бурении скважин в опасных по выбросам зонах устанавливаются превенторы, герметизирующие пространство между обсадными и бурильными трубами. Противовыбросное оборудование обычно укомплектовывается: превентором с плашками, патрубком с двумя отводами; колонным фланцем, уплотнительными кольцами, четырьмя задвижками высокого давления.

В комплект также входит оборудование для выполнения вспомогательных работ: глиномешалки, сита, гидроциклоны, желоба, средства очистки глинистого раствора, отопительная установка и др.

Породоразрушающий инструмент (долота) подразделяется по назначению на инструмент сплошного бурения, колонкового бурения, специального назначения.

Долота сплошного бурения разрушают породу по всей площади забоя скважины. Долота колонкового бурения разрушают забой по кольцу с оставлением в центре забоя столбика породы — керна, используемого в дальнейшем после отрыва и извлечения на поверхность для получения геологоразведочных данных об условиях залегания полезного ископаемого и вмещающих пород.

Долота специального назначения используются при увеличении диаметра скважины (разбуривании), а также при различного рода аварийных работах. Различают следующие типы долот специального назначения: пикообразные, эксцентричные, ступенчатые, долота-расширители, долота-фрезы.

При бурении скважин в мягких породах используют лопастные долота, а в породах средней крепости и крепких — шарошечные. При бурении скважин по весьма крепким горным породам используются алмазные и фрезерные, армированные твердым сплавом, долота, работающие на принципе истирания.

Лопастные долота, работающие на принципе резания или скалывания, бывают двух- или трехлопастными.

Шарошечные долота, работающие на принципе дробления и скалывания, чаще всего состоят из трех конических шарошек.

Бурильные трубы служат для передачи вращательного момента и нагрузки долоту и подачи промывочной жидкости. Соединение бурильных труб осуществляется с помощью замков и ниппелей. Используются обычно телескопические бурильные трубы. Бурильные трубы имеют шестигранную или квадратную форму для передачи вращения колонне от ротора бурового станка. Вертикальность скважин обеспечивается центратором.

При бурении скважин при подземной газификации углей особенность процесса состоит в том, что скважины имеют относительно небольшую глубину, но большой диаметр, причем большинство скважин проводится под углом. Вертикальные скважины бурят установкой типа УИТ-40, а наклонные — УНБ-ЗИФ-1200 АМ.

Установка УИТ-40 смонтирована на колесно-гусеничном прицепе, а установка УНБ — на металлическом рамном основании в виде саней.

Угол наклона вышки УНБ может изменяться от 37 до 60°. В России освоен метод бурения наклонно-горизонтальных скважин (скважины с горизонтальным окончанием) на сравнительно небольшую глубину (до 300 м). Выбор конструкции скважины зависит в первую очередь от применяемого геотехнологического способа и назначения скважины. Существенное влияние при этом оказывают также горно-геологические факторы: глубина, мощность водоносных горизонтов, мощность залежи полезного ископаемого.

Конструкция скважины включает в себя:

- ◆ приспособление для задания направления, предназначенное для крепления устья скважины;
- ◆ кондуктор, перекрывающий верхнюю часть скважины и обеспечивающий изоляцию водоносных горизонтов, а также вертикальность скважины;
- ◆ колонну обсадных труб, которая опускается до залежи.

Приспособление для задания направления при большой глубине скважины тщательно центрируется и надежно закрепляется, а при скважинах небольшой глубины может вообще не применяться.

Кондуктор обязательно цементируется с подъемом цемента до устья скважины.

При обнаружении сильных водопритоков или обвалов стенок скважины опускается промежуточная колонна обсадных труб, а дальнейшая обсадка ведется трубами меньшего диаметра.

Весьма важным при бурении скважин является удаление буровой мелочи. Продувка скважин сжатым воздухом практически не используется.

Обычно при бурении геотехнологических скважин используют две схемы бурения:

- ◆ с обратно всасывающей промывкой;
- ◆ с частичной аэрацией столба промывочной жидкости.

Схема бурения с обратно всасывающей промывкой приведена на рис. 1.3, а. Сущность ее заключается в следующем: с глубины 60—80 м эрлифтом, находящимся внутри колонны буровых труб 7, непрерывно откачивается промывочная жидкость; при этом в результате полученного разрежения по кольцевому зазору 4 между буровыми трубами и стенками скважины промывочная жидкость поступает к долоту 8, захватывает буровую мелочь и через отверстие в последнем поступает внутрь колонны буровых труб 9; через приставку к сальнику-вертлюгу 1 шлам выносится на поверхность не кольматируя (не заштыбовывая) забой скважины. Если водоприток из обуриваемых горных пород недостаточен, в скважину необходимо доливать чистую воду.

Схема бурения с частичной аэрацией столба промывочной жидкости приведена на рис. 1.3, б. Эта схема наиболее широко применяется на практике. При этом сохраняется обычная технология бурения с промывкой и используются компрессоры низкого давления (0,6 — 0,8 МПа). В кольцевой зазор между обсадной 7 и промежуточной 4 колоннами нагнетается поток сжатого воздуха 5. Через отверстия в нижней части промежуточной колонны (смеситель) 6 воздух поступает внутрь ее. Аэрированный поток промывочной жидкости 3 проходит по зазору между колонной буровых труб 2 и промежуточной колонной, откачивая тем самым буровую мелочь на поверхность.

Промывочная же жидкость подается по отверстию 8 в ведущей буровой трубе к шарошечному долоту 9. Этот способ может применяться с использованием компрессоров низкого давления при глубине статического уровня пластовых вод не более 45 м.

Для утяжеления раствора используются добавки порошка барита, гематита, магнетита, пиритовых огарков, колошниковой пыли в количестве от 3,5 до 4,6 г/см³. Для повышения качества местных глин используют поверхностно-активные (ПАВ) и химически активные (ХАВ) вещества.

Утяжелители растворов применяются для того, чтобы избежать выброса воды, пара или газа из скважины.

При бурении скважины по полезному ископаемому обычно осуществляется отбор керна. При этом стремятся нанести ему наименьший вред. При бурении по соли в качестве промывочной жидкости используется крепкий раствор соли, при бурении по серной залежи — чистая вода.

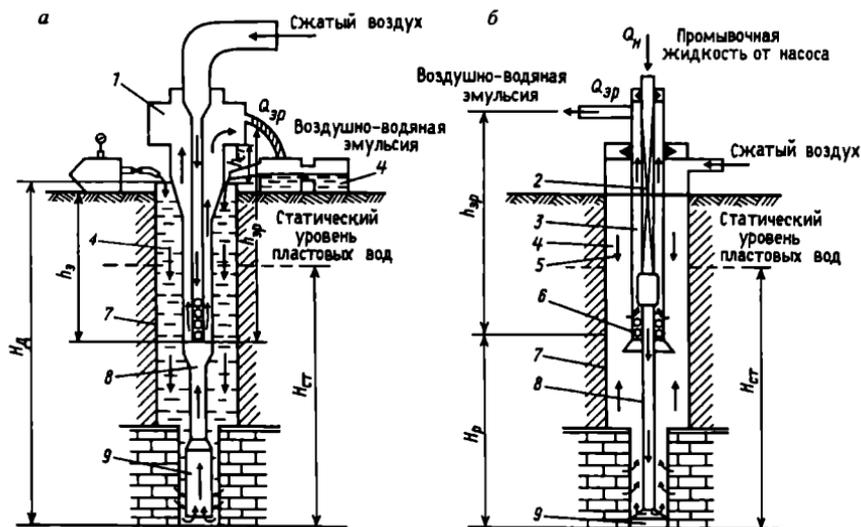


Рис. 1.3. Схемы промывки, используемые при бурении геотехнологических скважин:

а — обратная всасывающая промывка; *б* — с частичной аэрацией столба промывочной жидкости

Иногда при бурении происходит интенсивное поглощение промывочной жидкости стенками скважины, что сопровождается обрушением ее стенок при неустойчивых породах.

Для борьбы с поглощением бурового раствора стенками скважины используют различные специальные реагенты: структурообразователи, гель-цемент, быстросхватывающиеся смеси и т.п.

Структурообразователи увеличивают вязкость промывочной жидкости. Такой раствор, проникая в трещины и поры масcива, закупоривает их. В качестве структурообразователей обычно используются: жидкое стекло (до 5 %), кальцинированная сода (до 6 %), инертные добавки — опилки, рисовая шелуха, кордное волокно, слюда, торф, пакля и т.п. (до 3 % и более).

Гель-цемент представляет собой смесь глинистого раствора с цементом в пропорции примерно 1:1. Гель-цемент закачивают в скважину, продавливают до забоя и через сутки возобновляют бурение.

При сильной закарстованности залежи необходимо не только предотвратить поглощение раствора, но и заполнить наиболее крупные карстовые полости тампонажным раствором в радиусе до 10 м. В качестве тампонажного раствора обычно используется глиноцементный раствор, приготавливаемый из 300 кг цемента на 1 м³ глинистого раствора и инертных наполнителей.

После вскрытия залежи скважина обсаживается и цементируется. После ожидания затвердевания цемента продолжается бурение. Сооружение скважин, таким образом, сводится к выполнению следующих технологических процессов и операций (табл. 1.4).

Таблица 1.4

Технологические процессы и операции сооружения скважин

Технологический процесс	Выполняемые операции	Оборудование
Бурение и обсадка скважин	Бурение, спуск обсадных труб	Буровые установки
	Бурение по продуктивному пласту	Буровые установки и компрессоры

Технологический процесс	Выполняемые операции	Оборудование
	Подвозка воды и глинистого раствора	Автоцистерны
	Подвозка обсадных труб, ГСМ, бурового инструмента	Автомобили-трубовозы и бортовые
Цементирование обсадных колонн	Установка устьевого оборудования	Буровые установки
	Приготовление и закачка цементного раствора	Цементирующие агрегаты. Смесительные машины
	Подвозка технической воды	Автоцистерны
	Подвозка цемента	Автомобили
Заканчивание скважин (гидрогеологические исследования после бурения и кислотной обработки, гидроразрыва)	Спуск и подъем насосно-компрессорных, эрлифтных труб, пакеров	Буровые установки
	Откачка	Компрессоры
	Нагнетание, кислотная обработка, гидроразрыв	Цементирующие агрегаты
	Подвозка воды и кислоты для нагнетания	Автоцистерны
Оборудование скважин технологическими колоннами труб	Спуск рабочих колонн труб	Подъемники на тракторах
	Подвозка труб	Автомашин-трубовозы
	Опробование герметичности рабочих колонн и задвижек	Компрессоры, цементирующие агрегаты

1) бурение и обсадка скважин: бурение, спуск обсадных труб; бурение по продуктивному пласту; подвозка воды и глинистого раствора; подвозка обсадных труб, ГСМ, бурового инструмента;

2) цементирование обсадных колонн: установка устьевого оборудования; приготовление и закачка цементного раствора; подвозка технической воды; подвозка цемента;

3) заканчивание скважин: спуск и подъем насосно-компрессорных и эрлифтных труб, пакеров; откачка; нагнетание, кислотная обработка, гидроразрыв; подвозка воды и кислоты для нагнетания;

4) оборудование скважин технологическими колоннами труб: спуск рабочих колонн труб; подвозка труб; опробование герметичности рабочих колонн и задвижек.

Крепление скважин включает два технологических процесса: спуск обсадных труб и их цементацию.

Обсадные трубы обычно изготавливают цельнотянутыми или цельнокатаными. Соединяются они между собой муфтами или сваркой.

Перед спуском обсадных труб каверномером исследуют профиль скважины и определяют количество необходимого цементного раствора.

Цементация скважины является наиболее ответственным процессом. Перед цементацией затрубное пространство промывается водой или глинистым раствором. Цемент закачивают с помощью цементировочного агрегата. При сооружении скважин в соляных пластах цементный раствор приготавливают на насыщенном растворе соли. По окончании цементации скважину оставляют на 16—24 ч в покое для схватывания цементного раствора. Для интенсификации или замедления этого процесса используют ускорители или замедлители затвердевания. Для улучшения цементирующего состава иногда в него добавляют 30—40 % кварцевого песка тонкого помола. В качестве ускорителей используются хлористый натрий и хлористый калий, а в качестве замедлителя — сульфитспиртовая барда или карбоксилметилцеллюлоза.

Опресовка скважин — это испытание их на герметичность. Проводят ее в два этапа: первый этап — после застывания цемента до разбуривания цементного башмака под давлением в 2—3 раза выше рабочего; второй этап — после разбуривания башмака в трубе и под колонной обсадных труб при давлении в два раза большем рабочего.

Испытания производят нагнетанием воды. После достижения заданного давления закрывают вентиль и выжидают в течение одного часа. Если давление падает, цементацию повторяют.

После этого приступают к оборудованию добычных скважин. Под оборудованием добычных скважин понимается спуск в них колонн эксплуатационных труб.

Для различных геотехнологических способов используются различные виды оборудования. Набор эксплуатационных труб опускается до забоя скважины, опирается на него или подвешивается на оголовке скважины.

Эксплуатационные трубы обычно перфорированы. Длина участка перфорации зависит от мощности залежи. Диаметр отверстий составляет 18...20 мм, они располагаются в шахматном порядке на расстоянии 80—100 мм.

Диаметр эксплуатационных труб принимают максимально возможным, так как от этого зависит производительность добычной скважины. Оборудование скважин осуществляют непосредственно перед пуском во избежание коррозии. Эксплуатационные трубы, как правило, соединяют сваркой.

Устья скважин обычно также проходят эту стадию, заключающуюся в обвязке колонн труб устьевой арматурой, которая герметизирует устье и обеспечивает возможность раздельного движения рабочих агентов.

Конкретный набор оборудования скважин зависит от способа геотехнологии и определяется проектом.

От 30 до 70 % скважин не готовы после испытаний на герметичность обеспечить требуемую приемистость из-за кольматации призабойной части. Требуется проводить гидроразрыв, солянокислотную ванну, гидроперфорацию или торпедирование, что увеличивает стоимость сооружения скважины на 20 %.

Перед сдачей скважины проводят комплекс ее измерений, включающий:

- ◆ электрический каротаж — измерение кажущегося удельного сопротивления и потенциала естественного электрического поля, на основании чего можно судить о гидравлической проницаемости горных пород;

- ◆ термокаротаж — выделение слоев пород с различными температурными свойствами, определяющими литологический состав;

◆ кавернометрию — определение истинного диаметра скважины для косвенной оценки пористости и трещиноватости;

◆ инклинометрию — замер кривизны скважины для определения положения забоя скважины в пространстве.

Все данные измерений систематически фиксируются, составляется план горных работ, где указывается порядок бурения и сдачи скважин в эксплуатацию.

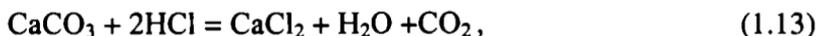
1.3.2. ПРОИЗВОДСТВО РАБОЧИХ АГЕНТОВ ПРИ ГЕОТЕХНОЛОГИИ

Оборудование для производства рабочих агентов представлено различными насосными агрегатами для создания высокого напора, нагревательными установками для горячей воды и пара, компрессорными и воздуходушными устройствами, установками для приготовления растворов щелочей и кислот необходимой концентрации, регенерационными установками для рабочих сред.

Применение химических методов воздействия на продуктивные пласты основано на происходящих реакциях взаимодействия закачиваемых химических веществ, в основном различных кислот, с некоторыми породами, которые растворяются, тем самым увеличивая размеры поровых каналов и повышая пластовую проницаемость. Эти методы повышения проницаемости пластов наиболее эффективны и широко распространены на нефтяных промыслах страны.

Метод соляной обработки забоев скважин основан на способности соляной кислоты вступать в химические реакции с породами, сложенными известняками и доломитами, и растворять их. При этом химическая реакция протекает согласно следующим уравнениям:

◆ для известняка



◆ для доломита



Полученный в результате реакции хлористый кальций и хлористый магний хорошо растворяются в воде. Таким образом, в результате реакции вместо твердой породы образуются вещества, остающиеся в растворе, которые, легко могут быть удалены из призабойной зоны пласта.

Применять для обработки известняков и доломитов серную кислоту нельзя, так как в результате химической реакции образуются нерастворимые в воде соли, которые, осаждаваясь на забое скважины, будут закупоривать поры пород.

Эффективность взаимодействия растворов соляной кислоты с карбонатными породами зависит от многих факторов: концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, скорости движения кислоты, характера пород.

Объем кислотного раствора выбирают в зависимости от мощности пласта, подлежащего обработке, химического состава пород, физических свойств пласта (пористость, проницаемость) и числа предыдущих обработок.

Соляная кислота выпускается четырех видов: техническая; синтетическая; из обгазов органических производств; ингибированная. Наиболее приемлема синтетическая соляная кислота и менее эффективна для процесса обработок кислота соляная технического первого сорта, качественные показатели которой определяются содержанием серной кислоты до 0,4 % и железа — 0,03 %.

Раствор соляной кислоты, используемый при обработке скважин, разрушает металлические емкости, насосы и трубопроводы. Для предохранения металла от быстрого разъедания в кислоту добавляют специальные вещества (ингибиторы), уменьшающие коррозионное действие на металл.

Прием кислоты с железной дороги, приготовление из нее раствора требуемой концентрации и хранение осуществляется на специальной кислотной базе. Для перекачки кислот из железнодорожных цистерн в резервуары и из них — в автоцистерны применяют различные кислотоупорные центробежные насосы.

Для транспортирования, смешения и производства солянокислотной обработки призабойной зоны скважины применяют

специальные агрегаты. Для ведения кислотных обработок применяют комплекс оборудования: насосный агрегат с кислотной емкостью 3 м³, смонтированный на шасси грузового автомобиля.

Концентрированная техническая соляная кислота транспортируется с завода до баз хранения на промыслах, в основном, в специальных гумированных против коррозионного разрушения железнодорожных цистернах. Практикуется также доставка соляной кислоты в керамических кислотостойких туриллах и в отдельных случаях в стеклянных бутылках, упакованных в открытые деревянные ящики или плетеные ивовые корзины. Однако такая доставка является нежелательной, так как связана с неоправданной затратой транспортных средств и ручного труда для погрузочно-разгрузочных работ и небезопасна для обслуживающего персонала.

Концентрированную соляную кислоту до раствора заданной концентрации разбавляют или на месте хранения (кислотной базе), или непосредственно у скважины, подготовленной под обработку. Для ее приготовления рассчитывают требуемое количество воды и кислоты; определяют плотность товарной концентрированной кислоты в лаборатории цеха.

Технология различных солянокислотных обработок неодинакова и изменяется в зависимости от вида обработки, физических особенностей пласта, пород, слагающих продуктивный пласт. Порядок операций при солянокислотной обработке приведен на рис. 1.4:

а) в нефтяную скважину закачивают нефть, а в нагнетательную — воду до устойчивого переливания через отвод из затрубного пространства;

б) при открытом затрубном пространстве вслед за нефтью закачивают кислотный раствор, который заполняет колонну насосно-компрессорных труб и забой скважины;

в) после закачки расчетного объема кислотного раствора затрубную задвижку закрывают и насосным агрегатом продавливают в продуктивный пласт;

г) в скважину нагнетают продавочную жидкость. После продавливания всего объема кислотного раствора скважину оставляют на реагирование кислоты с породой.

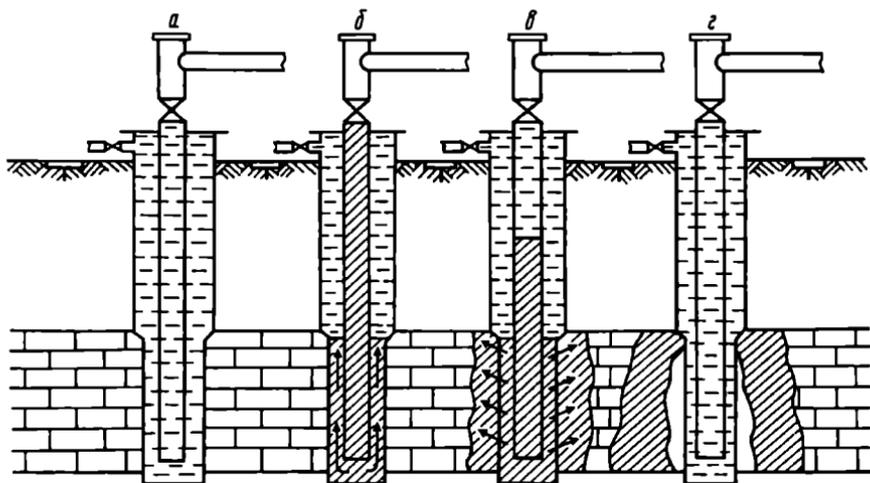


Рис. 1.4. Схема обработки скважины соляной кислотой

Обычно сооружают стационарные или полустационарные пункты для подготовки рабочих агентов, а к каждой скважине прокладывают трубопроводы. Трубопроводы монтируют с помощью трубукладчиков и быстроразъемных соединений.

Для каждого способа геотехнологии характерна своя технологическая схема производства рабочих агентов. При скважинной гидродобыче основной элемент этой схемы — обратное водоснабжение. Добытое полезное ископаемое складировается на карте намыва, вода перепускается в приемный бассейн и вновь насосами подается к добычным агрегатам.

Общая часовая потребность воды определяется произведением заданной часовой производительности промысла на удельный расход воды плюс ее потери на отдельных звеньях схемы. Обычно потери составляют 15—20 %.

При разработке конкретного месторождения на основании опытных работ определяется необходимое давление струи на насадке гидромонитора для разрушения руды. В соответствии с конкретным проектом устанавливается длина магистрального и участковых водоводов, их профили со всеми высотными отметками. Определяются общие потери напора в трубопроводе. Местные потери напора (в задвижках, на поворотах, стыках и т.д.)

составляют около 10 % от общих потерь. Общий напор определяется как сумма необходимого давления для разрушения и всех потерь.

По расчетным параметрам расхода и напора определяется тип насоса.

Водоводы сооружаются из стальных труб.

Весьма важной задачей при скважинной гидродобыче является осуществление мероприятий по предотвращению поверхностных и подземных (фильтрационных) утечек воды.

При подземной выплавке серы основным рабочим агентом является горячая вода. Принципиально возможны несколько схем производства горячей воды: с применением свежего пара от паровых котлов низкого давления, с применением паровых котлов высокого давления и прямоточных водогрейных котлов.

Выбор котлооборудования основывается на технико-экономических расчетах с учетом условий каждого конкретного случая.

При подземной выплавке серы также используется сжатый воздух. Для его получения организуется компрессорное хозяйство, состоящее из обычных нагнетательных компрессоров.

При глубине залегания до 100 м целесообразно применять передвижные компрессоры с давлением до 0,98 МПа, при глубине до 300 м следует применять двухступенчатые компрессоры с давлением до 2,45 МПа, при большей глубине — компрессоры с давлением 3,43—4,90 МПа.

У места излива откачиваемой из недр серы устанавливаются газовые сепараторы (трапы).

Схема газового сепаратора приведена на рис. 1.5. Он представляет собой цилиндр с обогреваемой паровой рубашкой 2 и клапаном для сброса воздуха, включающего запорную иглу 1 и поплавков 3. Установка газового сепаратора обеспечивает отделение серы от воздуха, воды и пара и облегчает транспортирование жидкой серы, так как уменьшает в 30—50 раз объем транспортируемой массы и уменьшает расход сжатого воздуха.

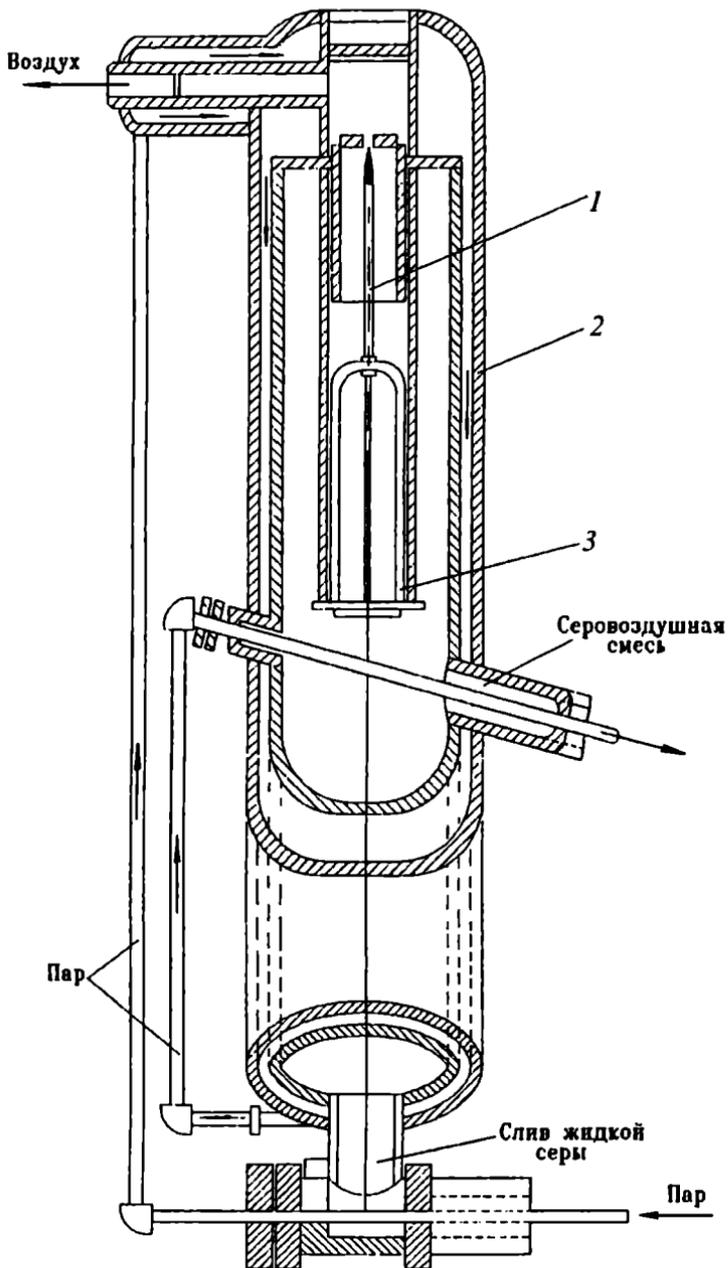


Рис. 1.5. Схема газового сепаратора

Разводка теплоносителя от котельной до добычных скважин и далее до забоя осуществляется по металлическим трубам различных диаметров. Вода, нагретая до 165 °С, из-за содержания в ней свободного кислорода в смеси с серой исключительно агрессивна, поэтому для сооружения эрлифта используются дюймовые трубы из нержавеющей стали. На других технологических звеньях возможно использование толстостенных труб (9—11 мм) из обычных сталей. Важной задачей является переход на эмалированные трубы, способные работать в агрессивной среде при температуре 160—170 °С.

В связи с применением при подземном выщелачивании сернокислотного растворителя трубы, используемые для его транспортирования по поверхности и в скважине, должны удовлетворять следующим требованиям:

- ◆ обладать высокой коррозионной устойчивостью к слабым растворам кислот;
- ◆ иметь необходимую прочность при внутренних и внешних нагрузках;
- ◆ допускать возможность повторного использования;
- ◆ соединения отдельных труб или плетей должны выполняться в минимальное время при сохранении герметичности в местах соединения;
- ◆ серийно изготавливаться в промышленных масштабах;
- ◆ иметь относительно невысокую стоимость.

Были испытаны следующие виды труб: пластмассовые, полиэтиленовые, полипропиленовые, поливинилхлоридные, винилпластовые, металлические (из нержавеющей стали), биметаллические (из рядовой стали с внутренним антикоррозионным покрытием), стеклопластиковые, фанерные, асбоцементные, металлопластиковые (полиэтилен, армированный металлической сеткой). После всесторонних исследований остановились на полиэтиленовых трубах низкой и высокой плотности (ПНП и ПВП). Они изготавливаются четырех типов — легкого (Л), среднелегкого (СЛ), среднего (С), тяжелого (Т). Из полиэтилена низкой плотности обычно изготавливают трубы диаметром до 160 мм, а ПВП — до 630 мм. Специально для подземного выще-

лачивания выпускают трубы из ПВП сверхтяжелого типа (СТ) диаметром 110, 114, 160 и 210 мм с толщиной стенок 18 мм.

Для соединения полиэтиленовых труб используют сварку встык и резьбовое соединение.

Кажущаяся простота сварки встык не всегда оправдана. Из-за нестабильности характеристик труб даже из одной партии, при ручной сварке часто возникают температурные трещины, приводящие к нарушению герметичности шва. Более перспективна сварка с помощью специального сварочного оборудования типа УСВТ-2 и УСГТ-2, обеспечивающие строго регулируемые параметры режима сварки (температура, давление, скорость осадки и др.). Эти установки приспособляются для сварки горизонтальных и вертикальных трубопроводов.

При выборе типа и конструкции соединения труб исходят из следующих основных требований:

- ◆ конструкция и материал соединения должны быть не менее устойчивыми, чем тело трубы, к воздействию осевых нагрузок, внутреннего и наружного давления при сохранении герметичности;

- ◆ качественные и технологические показатели соединения не должны снижаться при температуре от -30 до $+60$ °С;

- ◆ соединение должно быть коррозионно-стойким к 5—10 %-ным растворам серной кислоты и концентрированной соляной кислоте.

Таким образом, производство рабочих агентов имеет своеобразие для каждого из способов геотехнологии.

1.3.3. ПОВЕРХНОСТНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ СКВАЖИН

На предприятии, отрабатывающем месторождение геотехнологическим способом, должно быть оборудование для обслуживания эксплуатационных скважин и монтажа технологических трубопроводов: специальные самоходные агрегаты, манипуляторы, стационарные монтажные вышки, подъемники и т.п.

Именно степень механизации производственных процессов по обслуживанию добычных скважин определяет уровень эксплуатационных затрат на единицу добытой массы полезного ископаемого.

Монтаж наземных технологических трубопроводов обычно ведут с помощью самоходных трубоукладчиков.

Конкретный набор оборудования для поверхностного обслуживания скважин зависит от применяемого геотехнологического способа и учитывает все его технологические, экологические и экономические особенности. Подробнее поверхностное оборудование и обслуживание геотехнологических скважин рассмотрено в главе 1.5, где изложены технологические схемы отдельных способов скважинной добычи полезных ископаемых.

Оборудование, устанавливаемое на поверхности для обслуживания геотехнологической скважины, называется устьевым, а располагаемое в скважине — забойным.

1.3.4. ПРОЦЕСС ДОБЫЧИ ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ СПОСОБАМИ

Добычное оборудование включает в себя два типа оборудования:

- ◆ для отделения от массива и доставки полезного ископаемого к забою скважины;
- ◆ для подъема полезного ископаемого на поверхность.

К первому типу относятся: колонны перфорированных труб; скважинные гидромониторы; скважинные нагреватели (горелки, электронагреватели), вибраторы, скважинные излучатели и др.

Ко второму типу относятся: подъемники, эрлифты, гидроэлеваторы, погружные насосы, колонны эксплуатационных труб.

Тип применяемого добычного оборудования полностью определяется самим способом разработки. Забойное оборудование включает колонну эксплуатационных труб, всевозможные перфорированные фильтры, пакеры и в отдельных случаях (как

при скважинной гидродобыче) исполнительные органы, предназначенные для отделения полезного ископаемого от массива. Конкретный набор добычного оборудования может быть самым различным, не только при использовании различных методов, но и при отработке разнотипных месторождений одним и тем же методом.

Так, при подземной выплавке серы эксплуатационная колонна включает три концентрических става труб: диаметром 6—8" — для подачи воды; диаметром 3—4" — для выдачи полезного ископаемого; диаметром 1" — для подачи сжатого воздуха, используемого для выдачи полезного ископаемого. В забойной части ставов установлен пакер, отделяющий перфорацию для подвода теплоносителя в пласт, от перфорации для поступления в став расплавленной серы. Забойное оборудование серодобычной скважины показано на рис. 1.6.

Аналогично выглядит и забойное оборудование при подземном растворении солей.

Выбор оборудования для скважинной гидродобычи зависит от прочностных характеристик полезного ископаемого, глубины залегания и гидростатических условий. Гидродобычной агрегат — гидромонитор — может иметь самую разнообразную конструкцию: телескопический, поворотный, на гибком трубопроводе и т.п.

Само забойное оборудование может опускаться в одну или две скважины.

Оборудование скважины для подземного выщелачивания включает нагнетательное и откачное. Эксплуатационные трубы изготавливаются из кислотоустойчивых материалов. В скважинах располагаются трубчатые фильтры с круглой или щелевой перфорацией.

Процесс подъема полезного ископаемого может происходить:

- 1) энергией нагнетательного рабочего агента;
- 2) вводимой в скважину энергией сжатого воздуха или газа;
- 3) погружными насосами;
- 4) гидроэлеваторами.

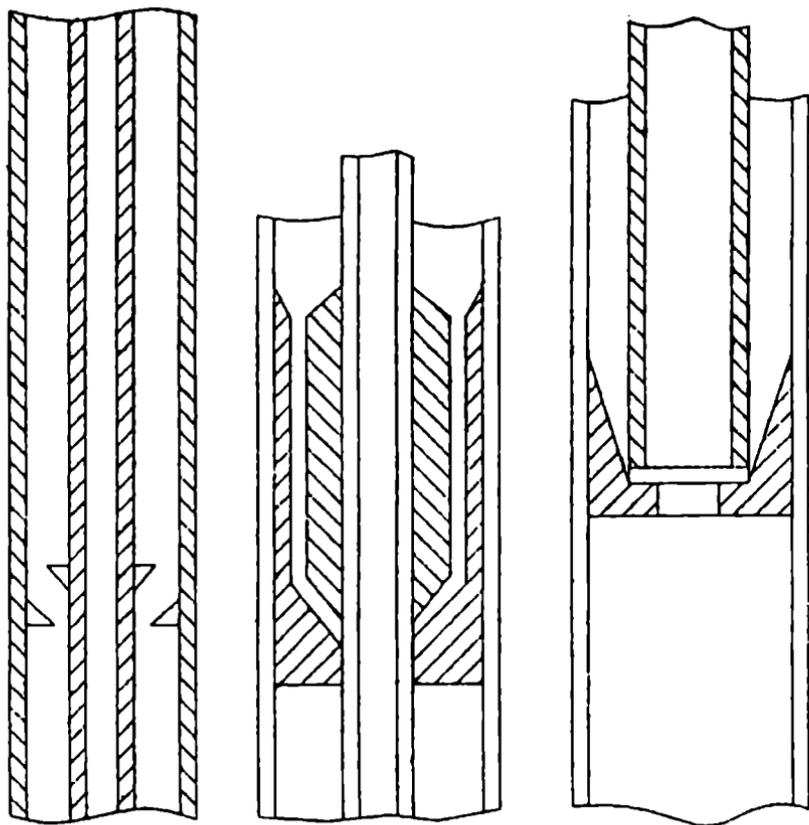


Рис. 1.6. Конструкции пакеров серодобычных скважин

Наиболее простым и эффективным средством подъема является нагнетательный эрлифт. Воздух подается по воздухопроводу, а продукт поднимается по кольцевому пространству между воздухоподающей и обсадной трубами. Нижняя часть воздухопровода перфорирована.

Достоинствами эрлифтного подъема являются: простота, надежность в работе, отсутствие движущихся частей, возможность свободного выноса частиц пород, сопутствующих продуктивным растворам.

Недостатками эрлифтного подъема являются: относительно низкий КПД (не более 10 %); необходимость наличия специального компрессорного оборудования.

Физика процесса эрлифтного подъема связана с подъемом гидросмеси за счет энергии расширения газа, разности скоростей жидкой и газообразной фаз, работы пузырька газа как негерметичного поршня, снижения удельного веса смеси, поднятия жидкости по закону сообщающихся сосудов. Существует несколько теорий эрлифтирования, тем не менее строгая математическая теория эрлифта, позволяющая практически рассчитать все его параметры, до сих пор отсутствует. Это объясняется нестабильностью структуры газожидкостного потока.

Принципиальная схема гидроэлеваторного подъема показана на рис. 1.7. В центральном гидроэлеваторе напорная вода в камеру смешения 1 поступает из насадки 2. При этом в приемной камере создается вакуум, за счет которого засасывается поток гидросмеси, который смешивается с потоком воды в смесительной камере 3. Смесь через диффузор 4 поступает в нагнетательный трубопровод 5, и по нему выдается на поверхность. Поток гидросмеси засасывается в приемную камеру и поступает в конфузор 6 через всасывающий патрубок 7, опущенный в гидросмесь.

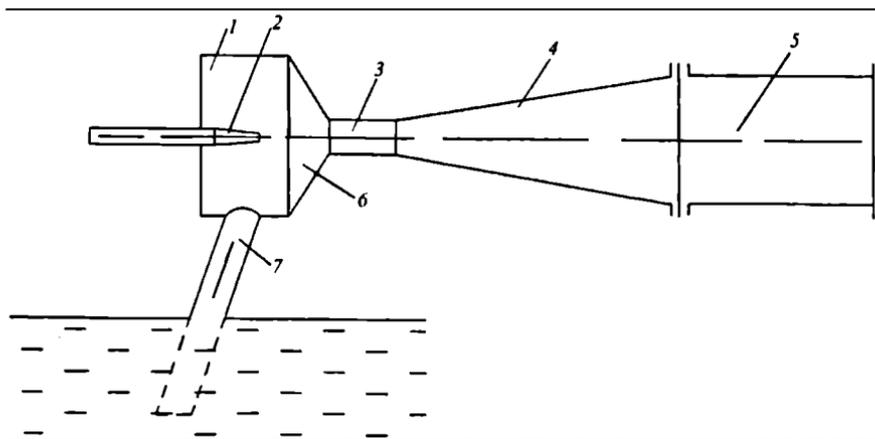


Рис. 1.7. Принципиальная схема гидроэлеваторного привода

Эффективность работы гидроэлеватора определяется соотношением расхода перекачиваемой и рабочей жидкостей, а также площадей поперечного сечения камеры смешения и всасывающей трубы. Кроме того, на КПД гидроэлеватора оказывает влияние подпор перекачиваемой жидкости при работе в затопленной добычной камере, а также крупность транспортируемой руды. Экспериментально установлено, что область наибольших КПД не превышает 0,4.

Подъем руды по скважине часто осуществляется комбинацией гидроэлеватора и эрлифта.

В 1971—1976 гг. были проведены большие работы по созданию и изготовлению погружных скважинных насосов в коррозийно-стойком исполнении. Были разработаны конструкции, изготовлены, испытаны в производственных условиях и приняты к серийному производству несколько типоразмеров погружных скважинных электрических насосов: УЭЦНК4-100-80, УЭЦНК-160-80, УЭЦНК6-360-150, ЭЦВ6-25-140ХГ и др.

Эти насосы имеют КПД 36—37 % и могут откачивать из скважин продуктивные растворы, содержащие до 10 % серной кислоты и 0,1 г/л механических примесей.

Принципиальная схема установки УЭЦНК4-100-80 для откачки продуктивных растворов при подземном выщелачивании урана приведена на рис. 1.8.

Испытания и опытная эксплуатация показали, что дебит добычных скважин при применении погружных насосов по сравнению с эрлифтами возрастает в 1,5—2 раза, расход электроэнергии снижается в 4—6 раз. Насосы облегчают автоматизацию процесса подъема растворов и устраняют их распыление на устьях откачных скважин. Особенно эффективна работа погружных насосов в зимнее время, так как устраняется возможность промерзания трубопроводов со сжатым воздухом.

1.3.5. ПРОЦЕССЫ УПРАВЛЕНИЯ МАССИВОМ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ГЕОТЕХНОЛОГИИ

Управление горным давлением при геотехнологии осуществляется выбором параметров технологии, системой расположения выработок, временем отработки и т.п.

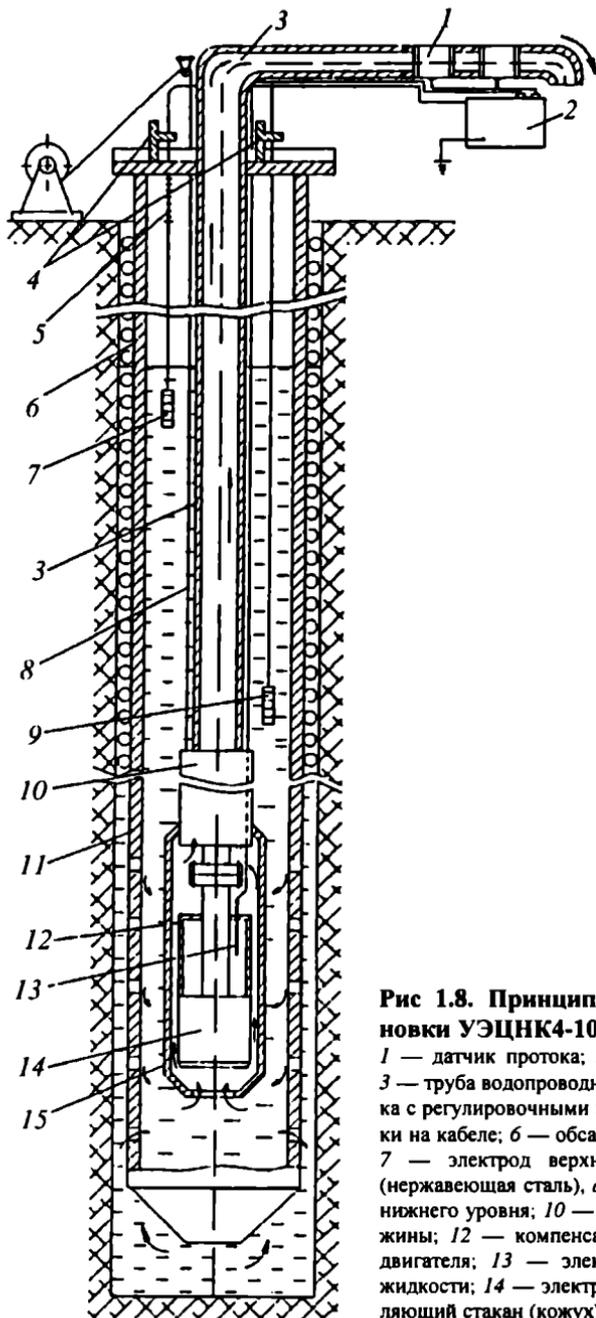


Рис 1.8. Принципиальная схема установки УЭЦНК4-100-80:

1 — датчик протока; 2 — станция управления; 3 — труба водопроводная ПВП 40×3,7; 4 — стойка с регулировочными винтами; 5 — мерные метки на кабеле; 6 — обсадная труба ПВП 140×12,0; 7 — электрод верхнего уровня; 8 — трос (нержавеющая сталь), $d = 7,14$ мм; 9 — электрод нижнего уровня; 10 — насос; 11 — фильтр скважины; 12 — компенсационный стакан электродвигателя; 13 — электрод контроля защитной жидкости; 14 — электродвигатель; 15 — направляющий стакан (кожух) электродвигателя

Управление массивом горных пород при геотехнологии осуществляется в двух направлениях:

- ◆ сдвигание массива горных пород в процессе отработки залежи;

- ◆ изменение характеристик проницаемости массива горных пород перед началом добычных работ.

Геотехнологические способы делятся на две группы по принципу извлечения полезного ископаемого:

- ◆ методы селективной выемки;

- ◆ методы, предусматривающие полную выемку полезного компонента.

Характер проявления горного давления при этих способах различен. При селективной выемке возможны два варианта:

- ◆ горное давление не оказывает существенного влияния (извлекается небольшая доля полезного ископаемого по объему);

- ◆ горное давление оказывает существенное влияние, так как извлекается ощутимый процент полезного ископаемого.

При использовании методов, при которых извлекается пласт на полную мощность, также выделяют два варианта:

- ◆ призабойное пространство заполнено флюидами под высоким давлением;

- ◆ с полным обрушением пород кровли.

Самым важным параметром геотехнологии является размер камер, так как от этого зависит извлечение, степень сдвигания массива, параметры технологического оборудования и т.п.

Наиболее актуальны процессы управления горным давлением при скважинной гидродобыче полезных ископаемых, так как пласт разрушается и отрабатывается на полную мощность.

Деформация кровли при скважинной гидродобыче начинается с плавного прогиба. Затем, при увеличении пролета камер (около 14 м), начинается постепенное расслоение кровли и образование трещин. Дальнейшее увеличение размеров пролетов приводит к обрушению кровли. При относительно небольшой мощности покрывающих пород свод обрушения достигает поверхности. Однако уже при глубине 40 м изменения на поверхности земли практически не наблюдаются при обычных размерах камер.

Как показал опыт эксплуатации скважинной гидродобычи, при ширине камеры 14 м междукамерный целик оказывается устойчивым при ширине 4 м при любой мощности покрывающих пород. Устойчивая площадь обнажения кровли составляла при опытной эксплуатации скважинной гидродобычи 280 м² (20×14 м).

Форма мульды сдвижения поверхности в плане представляет собой симметричную фигуру — воронку, образовавшуюся в результате отработки скважины.

Круглая форма мульды свидетельствует о равномерном оседании поверхности. Скорость оседания поверхности в мульде колебалась от 0,6 до 21,6 мм/мес. Максимальные скорости оседания наблюдались через 2 месяца после окончания отработки камеры, после чего шел спад процесса сдвижения. Таким образом, в результате отработки скважин и образования площадей обнажения вся налегающая толща до поверхности прогибается плавно, без расслоения. Предварительный угол сдвижения составляет около 43°.

Процесс сдвижения в затопленных камерах существенно замедляется.

Имеются предложения по заполнению отработанных камер закладочным материалом, представляющим собой песок, дробильную породу или отходы производства. Принципиальная схема отработки залежи с закладкой выработанных блоков приведена на рис. 1.9.

Отработка залежи фосфоритосодержащих песков ведется блоками. Разрабатываемый блок 1 вытянут и обрабатывается через ряд геотехнологических скважин на всю длину блока. Отбойка руды ведется слоями в восходящем порядке. Расположенный рядом блок образует целик 2. Следующий за целиком блок и блок, расположенный за очередным целиком, образуют закладываемые блоки 3. После заполнения последних закладочным материалом приступают к слоевой разработке целиков 4. При необходимости полностью исключить сдвижение массива производят закладку отработанных целиков 5.

б-б

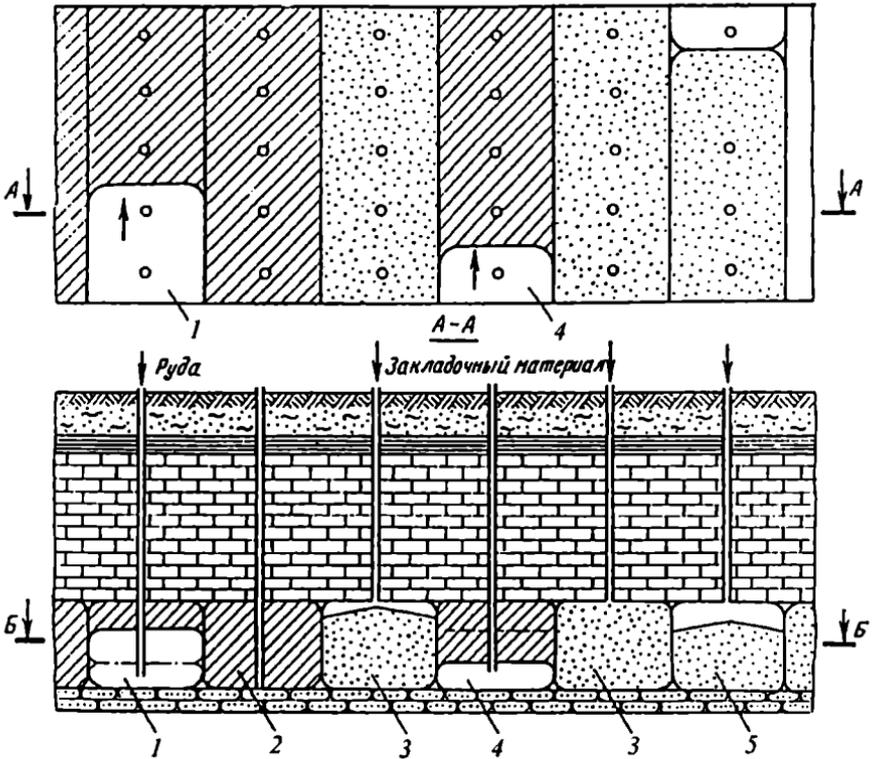


Рис. 1.9. Принципиальная схема обработки залежи с закладкой выработанных блоков

Особенно эффективен метод управления массивом горных пород закладкой, когда в качестве закладочного материала используются отходы производства и вредные вещества. Один из возможных способов захоронения твердых промышленных отходов в геотехнологических выемках приведен на рис.1.10.

Способ осуществляется следующим образом. Из добычной скважины 1 осуществляется обработка полезного ископаемого одним из геотехнологических методов (предпочтительнее подземное растворение солей во избежание фильтрации через массив), в результате чего образуется подземная полость 2.

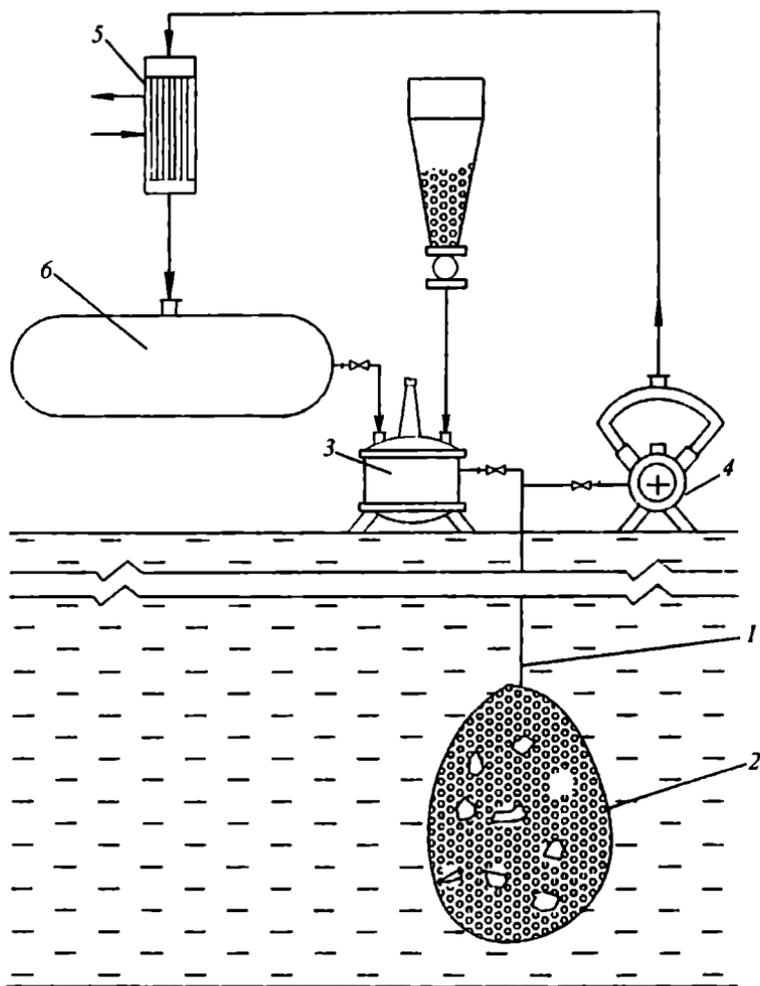


Рис. 1.10. Принципиальная схема способа захоронения твердых промышленных отходов в геотехнологических выемках

Подлежащие захоронению твердые отходы подают в автоклав 3, оснащенный мешалкой, в котором их суспензируют в жидкости с превосходящей их плотностью, температура кипения которых ниже температуры кипения вмещающих подземную полость горных пород. В качестве такой жидкости может быть использован дифтордибромметан, имеющий плотность

2,28 г/см³, температуру кипения 23,8 °С. Подготовленную суспензию заливают в скважину. По истечении некоторого времени жидкая фаза суспензии, подогреваемая теплом земных недр, начинает испаряться и уровень налива суспензии в скважине понижается.

Для обеспечения возможности повторного использования применяемой жидкости устье скважины подключают к системе сжижения выходящих из нее паров, состоящей из компрессора 4, конденсатора 5 и ресивера 6. По прекращении поступления отходов жидкости скважину отключают от системы сжижения, а оставшийся погребенным в недрах материал замуровывают цементным раствором.

Для осуществления способа могут быть использованы в зависимости от свойств захороняемых материалов различные галогенпроизводные алканов, жидкий ксенон и другие жидкости с высокой плотностью и низкой температурой кипения.

Размещение захороняемых отходов в подземной полости с помощью жидкости с превосходящей их плотностью обеспечивает строгое постоянство равномерности распределения всплывающего в ней материала как по всему зеркалу ее поверхности, так и под ним. Материал автоматически сохраняет свою горизонтальность на любой отметке налива суспензии. В сочетании с низкой температурой кипения жидкой фазы, формирующейся по мере опускания мениска суспензии по скважине к кровле полости, штабель не только полностью воспроизводит ее форму, но и оказывается в конечном итоге полностью осушенным теплом земных недр.

В сравнении с известным способом, заключающимся в гидротранспортировании предварительно суспензированного в жидкости захороняемого материала в выработанное пространство с последующим расслоением этой суспензии в затопленной ею горной выработке, сливом отстоявшейся жидкой фазы и откачиванием осветленной от твердой фазы жидкости на дневную поверхность для повторного использования, предлагаемый способ не требует монтажа насосов и трубопроводов, позволяет снизить энергозатраты, повысить степень использования выра-

ботанного пространства. Кроме того, полость заполняется закладываемым материалом под самую кровлю, так как последний находится на плаву. Это обеспечивает исключение сдвижения массива горных пород из-за неполноты заполнения полости, что очень важно при захоронении радиоактивных и токсичных отходов.

Для создания фильтрационных каналов в горном массиве, обеспечивающих движение рабочих и продуктивных флюидов, используют гидроразрыв пласта. Он приводит к хрупкому разрушению массива с расширением старых и образованием новых трещин. Для закрепления трещин в них нагнетают твердый материал, например, кварцевый песок.

Особенно важно использование этого метода при подземном выщелачивании урана. Повышение проницаемости массива позволяет увеличить расстояние между добычными скважинами. Существует большое число методов повышения проницаемости массива. Основными из них являются различного рода воздействия на залежь: пневмо- и гидрорасчленение; использование энергии криогенных газов в различных режимах и сочетаниях; использование энергии взрыва; физико-химическое, электрическое, виброволновое и акустическое воздействие. Эти способы находятся в различной стадии разработки, но наиболее освоено гидрорасчленение.

При подземном выщелачивании необходимо управлять потоками рабочей жидкости, чтобы исключить ее проникновение за контуры обрабатываемой залежи и не допустить фильтрацию подземных вод в рабочую зону. Для предотвращения растекания продуктивных растворов и фильтрации подземных вод используют противофильтрационные завесы, которые могут сооружаться как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях. Для сооружения вертикальных барьеров бурят ряд барражных скважин, которые можно располагать как вдоль, так и поперек залежи. Для сооружения горизонтальных барьеров барражные скважины бурятся по площади до места возведения завесы. Для создания завесы в скважины нагнетается твердеющий материал (цемент, синте-

тические смолы и др.). Химические барьеры создаются нагнетанием в скважины веществ, которые затвердевают после взаимодействия друг с другом и пластовой водой.

1.3.6. ПРОЦЕСС ТРАНСПОРТИРОВКИ ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО ОТ МЕСТА ДОБЫЧИ ДО МЕСТА ПЕРЕРАБОТКИ

Транспортирующее оборудование предназначено для доставки продуктов добычи от скважины до места складирования или переработки. Такое оборудование представлено: насосными агрегатами, компрессорными и газовоздушными агрегатами, сгустителями, классификаторами, обезвоживателями, трубами и арматурой и т.п.

Конкретная схема транспортировки, оборудование и его характеристики определяются геотехнологическим способом и условиями его применения.

Так, например, при подземной выплавке серы вся разводка трубопроводов для доставки добытого полезного ископаемого от скважины до склада осуществляется по металлическим трубам различных диаметров. Сера исключительно агрессивна и быстро выводит оборудование из строя. Необходимо иметь в виду, что сера должна находиться в трубах в жидкотекучем состоянии, т.е. при температуре 160—170 °С.

При скважинной гидродобыче (СГД) возможны следующие способы доставки разрушенной руды напорной водой: самотечная по руслу произвольной формы, по лоткам и трубам; принудительной гидромониторной струей.

Самотечный транспорт применяется для подачи гидросмеси руды от добычных агрегатов к участковым землесосным установкам. Обычно применяются лотки трапецеидального сечения. Необходимо иметь в виду, что проблемы гидротранспорта резко возрастают при понижении температуры окружающего воздуха ниже 0 °С.

При подземном выщелачивании вся трубная разводка осуществляется из полиэтиленовых или пластмассовых труб или других кислотоустойчивых материалов.

При подземной газификации после предварительной очистки и переработки технологический газ отводится по трубам, где находится под высоким давлением.

Иногда возникает необходимость в частичной переработке добытого продукта, его очистке от вредных примесей, предварительном обогащении и т.п. Эти процессы осуществляются на специальном оборудовании, набор которого зависит от конкретного геотехнологического способа разработки. К этой группе относится также погрузочное и складское оборудование: экскаваторы, грейферные грузчики, краны и т.п.

1.3.7. КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ГЕОТЕХНОЛОГИИ

К средствам контроля технологического процесса геотехнологии и управления им относятся:

- ◆ контрольно-измерительные приборы (расходомеры, термомпары, манометры, дифманометры и др.);
- ◆ средства автоматизации (датчики, усилители, преобразователи, исполнительные механизмы);
- ◆ автоматизированные системы управления.

Технические средства АСУ включают контрольно-измерительные приборы и дистанционно управляемые исполнительные механизмы, а также средства автоматической обработки данных (вычисления, сбора, хранения и передачи информации).

Особенно важна проблема комплексной автоматизации производственных процессов при подземной выплавке серы, т.к. необходимо на всем технологическом цикле поддерживать температурный режим в четко ограниченном диапазоне.

В технологической структуре комплекса подземной выплавки серы выделяются следующие основные звенья: участок водоснабжения; участок водоподготовки; участок подготовки горячей воды и пара; компрессорная; контрольно-распределительная станция; добычной комплекс; склад серы; вспомогательные участки.

Координация работы всех этих звеньев должна быть жестко увязана и обеспечена диспетчерской службой, сосредотачивающей в себе все каналы подсистем централизованного контроля и учета, оперативной связи и т.д.

Целесообразность автоматизации технологических процессов геотехнологии определяется экономической эффективностью, однако при ПВС из-за сложности и многокритериальности без нее невозможно обойтись.

1.4. ВСКРЫТИЕ И СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ СПОСОБАМИ

1.4.1. ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ВСКРЫТИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Под вскрытием месторождения понимается проведение (проходка) выработок, открывающих доступ с поверхности к рудному телу или к пластам полезного ископаемого и обеспечивающих возможность проведения подготовительных работ.

Выработки, обеспечивающие доступ к месторождению полезного ископаемого с поверхности земли и служащие для его подготовки и разработки, называются вскрывающими.

Основная вскрывающая выработка при геотехнологии — скважина. Скважины обеспечивают также подготовку залежи к разработке и служат для транспортировки рабочих и продуктивных флюидов.

По своему назначению все вскрывающие скважины подразделяются на добычные и вспомогательные. Вспомогательные скважины могут быть разведочными, водоотливными, оценочными и контрольными. Добычные скважины предназначены для добычи полезного ископаемого и могут быть вертикальными, наклонными и наклонно-горизонтальными. Они обычно оборудуются эксплуатационными колоннами труб для доставки к продуктивной залежи рабочего агента и извлечения из недр полезного ископаемого. Диаметр добычной скважины определяется конструктивными размерами ее оборудования, а глубина — глубиной залегания полезного ископаемого.

Наклонно-горизонтальные скважины позволяют отрабатывать большие запасы, чем вертикальные. При большинстве геотехнологических способов разработки месторождений полезных ископаемых скважины являются одновременно вскрывающими,

подготовительными и нарезными выработками, т.к. они вскрывают месторождение, подготавливают его к разработке и используются для добычи полезного ископаемого.

Добычные скважины обычно одинаковы, обрабатывают один ограниченный участок месторождения, поэтому для оценки вскрытия, подготовки и разработки (за исключением скважинной гидродобычи) можно рассматривать только одну скважину.

Общее представление о тех условиях, в которых приходится осуществлять вскрытие, и характеристику экономической эффективности системы вскрытия дает коэффициент вскрытия.

Различают несколько коэффициентов вскрытия: геологический, технологический и экономический.

Геологический коэффициент вскрытия — это отношение мощности покрывающих пород к мощности пласта. Определяется из выражения

$$K_r = \frac{H}{m}, \quad (1.15)$$

где H — мощность покрывающих пород, м; m — мощность залежи, м.

Технологический коэффициент вскрытия показывает, какая длина скважины приходится на тонну добываемых запасов. Он определяется из выражения

$$K_m = \frac{l}{100PV\eta S}, \text{ м/т}, \quad (1.16)$$

где l — длина добычной скважины, м; η — коэффициент извлечения полезного ископаемого в пределах обрабатываемого участка одной скважиной; P — производительность пласта полезного ископаемого, определяемая по формуле

$$P = m\gamma, \text{ т/м}^2; \quad (1.17)$$

γ — объемная масса полезного ископаемого, т/м³; V — площадь зоны действия скважины, определяемая из выражения:

$$V = \pi R^2, \text{ м}^2; \quad (1.18)$$

R — радиус участка, разрабатываемого одной скважиной, м;
 S — среднее содержание полезного ископаемого, %.

Экономический коэффициент вскрытия определяется как отношение затрат на сооружение и оборудование добычной скважины и стоимости полезного ископаемого. Он определяется из выражения

$$K_3 = \frac{C}{A}, \quad (1.19)$$

где C — суммарные затраты по бурению, подготовке и оборудованию скважины, руб.; A — стоимость запасов полезного ископаемого, извлекаемого из скважины, руб.

Вскрытие месторождения является наиболее ответственным этапом при геотехнологии. Малейшие упущения в работах по бурению и подготовке скважины могут привести к ее потере или вызвать необходимость в производстве длительных и трудоемких ремонтных работ.

Вскрытие месторождения геотехнологическими скважинами состоит из ряда последовательно выполняемых операций: выбор места заложения скважины, уточнение конструкции скважины; бурение скважины; обсадка и цементация скважины; опрессовка скважины; геологические, гидрогеологические и геофизические исследования скважин; оборудование скважин для эксплуатации; оформление документации и сдача скважины в эксплуатацию.

Выбор места заложения скважин всегда связан с применяемой системой разработки, принятой на данном участке или месторождении. Отклонение от проектного места заложения скважины может нарушить работу соседних скважин и вызвать повышенные потери рабочего агента и полезного ископаемого в недрах.

Уточнение конструкции скважин связано с новыми геологоразведочными данными, полученными перед бурением скважины. При этом уточняются место расположения пакеров, фильтров и т.д., а также глубина опрессовки скважины.

Бурение геотехнологических скважин мало чем отличается от бурения нефтяных, газовых и других типов скважин. Особенность заключается в том, что при бурении геотехнологических скважин осуществляют отбор керна по продуктивной залежи и на несколько метров в боковых породах над и под ним, а бурение по продуктивной толще ведется с промывкой чистой водой.

Обсадка и цементация скважин иногда еще называются креплением. Таким образом, крепление скважин выполняется в два этапа: спуск обсадной колонны и цементация затрубного пространства. Обсадные трубы в процессе работы испытывают следующие виды нагрузок:

- ◆ наружное давление горных пород;
- ◆ внутреннее давление текущих по трубам флюидов;
- ◆ продольное растяжение и изгиб труб под действием собственного веса;
- ◆ напряжения, возникающие в результате температурного удлинения.

Наиболее предпочтительны в качестве обсадных сварные трубы, так как они обладают следующими преимуществами:

- ◆ уменьшается зазор между стенками скважины и наружным диаметром колонны за счет отсутствия муфт между трубами;
- ◆ увеличивается прочность и герметичность обсадной колонны;
- ◆ значительная экономия металла и цемента.

Цементация добычных скважин — важнейший процесс при подготовке их к эксплуатации, так как она обеспечивает герметичность и, следовательно, успешную их работу. Цементация защищает также колонну обсадных труб от воздействия агрессивных высокоминерализованных пластовых вод. Объемы цементации, марки используемого цемента, вид наполнителя, конструкция возводимой крепи зависят от конкретного геотехнологического способа разработки и типа месторождения полезного ископаемого. Обычно используют цементы марки 300—500. При геотехнологических способах, связанных с высокой температурой протекающих процессов, используются специальные

термостойкие цементы. При цементации в глинистых и соляных породах цементный раствор приготавливается не на пресной воде, а на насыщенном водном растворе соли (360 кг на 1 м³). Промывка скважин перед цементацией и продавка цемента после окончания тампонажа также ведется насыщенным раствором поваренной соли. После окончания работ по цементации обсадной колонны скважину оставляют для ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) на 16—24 часа. Этот период уменьшается, если в него добавляют ускорители схватывания, например, жидкое стекло.

Опрессовка скважин представляет собой испытания их на герметичность. Обычно она производится в три приема:

- ◆ испытание герметичности обсадной колонны, которая проводится после затвердевания цемента, но до разбуривания цементного башмака, под давлением в 2—3 раза превышающим давление рабочего агента в процессе разработки;

- ◆ испытание герметичности цементации, которое проводится после разбуривания цементного башмака в трубе и под обсадной колонной под давлением, соответствующим двойному давлению рабочего агента;

- ◆ испытание герметичности скважины в целом, которое производится после окончания проходки.

Испытания герметичности проводят водой, нагнетаемой в скважину поршневым насосом бурового станка, а при значительной приемистости скважины — центробежным насосом. При затрубных появлениях воды приступают к повторной цементации, так называемому «лечению» скважин.

Исследования скважин проводятся после окончания бурения перед их оборудованием. При этом производится опробование рудного пласта как по кернам, так и геофизическими методами. Кроме этого, проводят гидрогеологические исследования с целью выявления дебита воды, времени восстановления уровня, качества воды и т.д.

Оборудование скважин зависит от конкретного геотехнологического способа и определяется проектом.

Оформление документации и сдача скважины в эксплуатацию являются завершающей операцией вскрытия. Бурение скважин ведется в соответствии с утвержденным планом горных работ, где указывается порядок бурения и сдачи в эксплуатацию добычных и вспомогательных скважин. При бурении каждой добычной скважины составляются следующие документы:

- ◆ буровой журнал и геологический паспорт скважины;
- ◆ акт о заложении скважины с указанием точного ее местонахождения;
- ◆ акт контрольного замера глубины скважины;
- ◆ акт на скрытые работы, в котором указывается порядок бурения и разбуривания скважин;
- ◆ акт об обсадке и цементации;
- ◆ акт замера искривления скважин;
- ◆ отчет о проведенных гидрогеологических исследованиях;
- ◆ отчет о проведенных геофизических испытаниях;
- ◆ акт на оборудование скважины с указанием точного расположения всех труб по отношению к почве пласта.

Во многом эффективность эксплуатации скважин зависит от полноты сведений, содержащихся в документации, так как от этого зависит правильность принятия решений при осложнениях и авариях, а также осуществление мероприятий по воздействию на пласт для повышения эффективности процесса.

Так как вскрытие является важным этапом геотехнологической отработки месторождений, постоянно ведутся работы по совершенствованию схем вскрытия.

Различают три основных проблемы геотехнологии:

- ◆ улучшение качества вскрытия продуктивных пластов за счет совершенствования техники и технологии бурения (повышение скорости бурения, механизация буровых работ, возможность обсадки скважины буровым станком и извлечения обсадной колонны);
- ◆ эффективное сооружение наклонно-направленных скважин;
- ◆ подготовка месторождения к его эффективной разработке через скважины.

Выбор способа вскрытия зависит от следующих факторов:

- ◆ технологическая схема разработки;
- ◆ размеры месторождения в плане;
- ◆ условия залегания залежи (мощность, угол падения, глубина залегания);
- ◆ физико-механические свойства полезного ископаемого и вмещающих пород;
- ◆ рельеф поверхности.

Классификация скважинных методов вскрытия приведена в табл. 1.5.

Принципиальные схемы вскрытия месторождения отдельными скважинами приведены на рис. 1.11.

Таблица 1.5

Классификация скважинных методов вскрытия

Способ вскрытия месторождения	Область применения
1. Отдельной скважиной: а) вертикальной	Скважинная гидродобыча (устойчивые покрывающие породы), подземное растворение солей (мощные залежи)
б) наклонной, наклонно-горизонтальной	Скважинная гидродобыча (неустойчивые покрывающие породы)
2. Группой скважин: а) спаренными	Скважинная гидродобыча (небольшая глубина залегания), подземное растворение солей, добыча тепла Земли
б) взаимодействующими (вертикальными, наклонными и вертикальными)	Подземное выщелачивание металлов, выплавка серы, газификация угля (залежи небольшой мощности)
3. Горной выработкой и скважинами: а) скважинами из подземных выработок;	Отработка локальных рудных тел в сочетании с традиционной технологией добычи
б) скважинами с поверхности и из подземных выработок;	
в) подземными горными выработками	

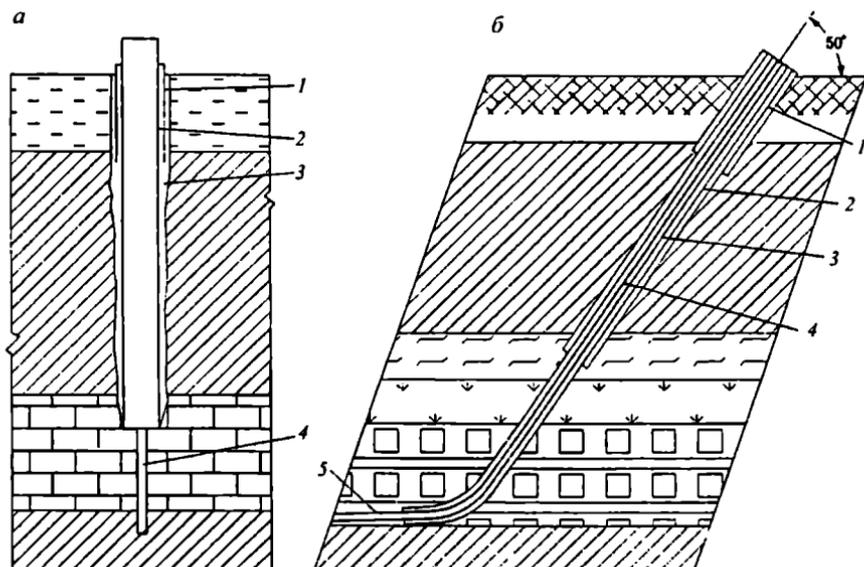


Рис. 1.11. Принципиальные схемы вскрытия месторождения отдельными скважинами:

а — вертикальной; *б* — наклонно-горизонтальной

При вскрытии месторождений отдельной вертикальной скважиной (рис. 1.11, *а*) на устье оборудуется кондуктор 1.

Колонна обсадных труб 2 опускается только до кровли обрабатываемой залежи. Затрубное пространство 3 заполняется цементным раствором. Участок скважины в продуктивной толще 4 обычно проводится без крепления.

При вскрытии месторождения отдельной наклонно-горизонтальной скважиной (рис. 1.11, *б*) в ее устье размещается направляющая колонна 1. До кровли залежи опускается промежуточная колонна 2. Обсадная колонна 3 опускается до почвы залежи или до окончания наклонной части скважины. Горизонтальная часть скважины оборудуется обычно водоподводящей колонной 4. (Обычно этот способ вскрытия используется при подземном растворении пластов каменной соли 5).

Принципиальные схемы вскрытия месторождения группой скважин показаны на рис. 1.12.

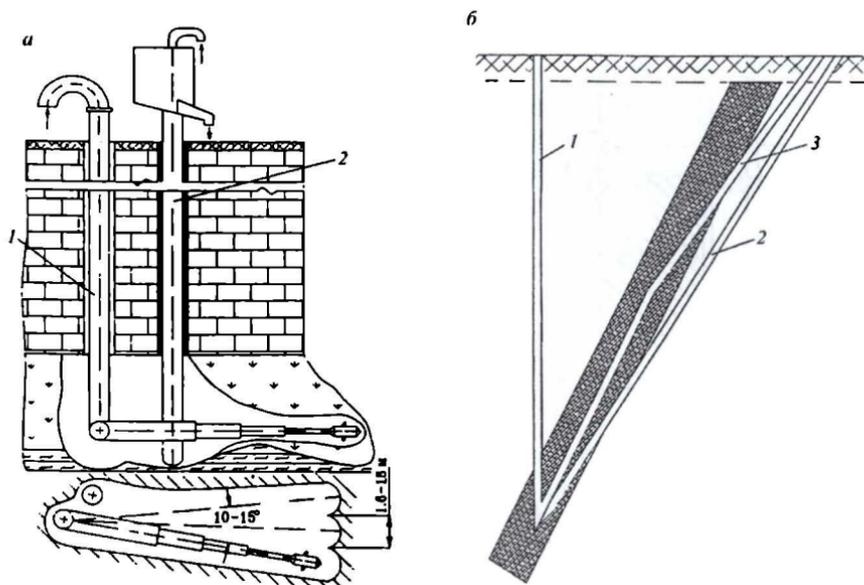


Рис. 1.12. Принципиальные схемы вскрытия месторождения группой скважин:

а — спаренными вертикальными скважинами при СГД; *б* — взаимодействующими наклонными и вертикальными скважинами при ПГУ

При вскрытии месторождений полезных ископаемых спаренными вертикальными скважинами (рис. 1.12, *а*), например, при скважинной гидродобыче, одна скважина обычно является гидромониторной 1, а вторая эрлифтной 2.

При вскрытии месторождений полезных ископаемых взаимодействующими наклонными и вертикальными скважинами (рис. 1.12, *б*), например, при подземной газификации крутых угольных пластов, одна скважина является розжиговой 1, вторая — дутьевой 2, а третья — газоотводящей 3.

Схемы вскрытия горной выработкой и скважинами весьма разнообразны и зависят от конкретной схемы взаимного размещения горных выработок и залежи. Однако эти схемы не являются в полном смысле геотехнологическими, так как требуется наличие горных выработок, подземных или открытых.

1.4.2. ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Под системой разработки месторождений полезных ископаемых геотехнологическими способами понимается порядок расположения, проходки и включения в работу добычных и вспомогательных скважин, увязанный в пространстве и времени.

Цель любого производственного процесса — получение максимального эффекта при минимальных затратах. Дополнительными технологическими и экономическими требованиями, предъявляемыми к системам разработки, являются:

- ◆ обеспечение заданного уровня извлечения;
- ◆ обеспечение заданного уровня добычи;
- ◆ достижение минимальной себестоимости;
- ◆ обеспечение экологической чистоты.

В первую очередь система разработки определяется сеткой расположения скважин, которая зависит от горно-геологических условий и от способа отделения полезного ископаемого, способа управления горным давлением.

Для каждого способа геотехнологической отработки месторождений полезных ископаемых характерны определенные варианты размещения скважин и технологии добычи.

Классификация геотехнологических систем разработки по способу подготовки месторождения приведена в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Классификация геотехнологических систем разработки

Индекс системы	Название системы разработки	Технологическая схема
I	Скважинами — камерами	Отдельными скважинами Сдвоенными скважинами
II	Взаимодействующими скважинами	Рядами Ячейками
III	Скважинами и подземными выработками	Скважинами с поверхности и выработками Выработками и скважинами из них
IV	Традиционная	Орошение магазина Орошение отработанных блоков

По сути дела системы с индексами III и IV являются в чистом виде не геотехнологическими, а комбинированными.

Наиболее характерно понятие системы разработки при скважинной гидродобыче, так как при этом способе очень четко выражается понятие очистного забоя. Форма очистного забоя, последовательность и направление очистной выемки, кроме параметров, характеризующих элементы залегания месторождения, во многом определяются используемым оборудованием и приемами ведения технологического процесса. При способе скважинной гидродобычи в очистном забое выполняются практически все основные производственные процессы, осуществляемые и в очистном забое шахты или рудника: отбойка, доставка и управление кровлей. Как видно, отсутствует только процесс крепления кровли, но при большинстве рудных систем разработки он также отсутствует.

При скважинной гидродобыче важным элементом технологии является технологическая схема выемки руды в камере, отличающаяся по направлению действия гидромониторной струи и схемой доставки разрушенной руды к всасу выдачного устройства. Принципиальные технологические схемы выемки руды в камере при скважинной гидродобыче приведены на рис. 1.13. Различают схемы выемки: встречным, попутным, совмещенным забоями и комбинированный способ выемки.

При схеме выемки встречным забоем направление разрушающей струи гидромонитора не совпадает с направлением смывающей струи (рис. 1.13, б).

При схеме выемки попутным забоем направление разрушающей струи гидромонитора совпадает полностью или частично с направлением смывающей струи (рис. 1.13, а).

При схеме выемки совмещенным забоем струи боковых насадок гидромонитора попутным забоем разрушают пласт руды и смывают ее к всасу пульпоподъемного механизма, а струи передних насадок встречным забоем разрабатывают пласт (рис. 1.13, в).

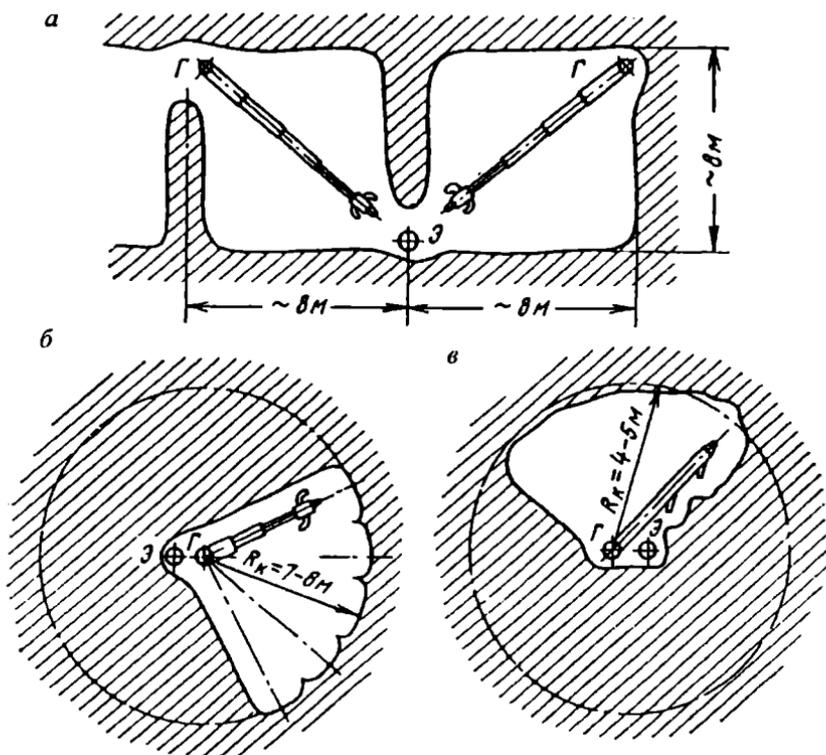


Рис. 1.13. Принципиальные технологические схемы выемки руды в камере при скважинной гидродобыче:

а — попутным забоем; *б* — встречным забоем; *в* — совмещенным забоем

При комбинированном способе выемки две рядом расположенные камеры отрабатываются по схеме встречным или совмещенным забоем, а отработка междукammerного целика и смыв отбитой руды с почвы камеры ведутся по схеме попутного забоя. В любом случае, при углах падения залежи менее 5° необходимо организовать принудительную доставку разрушенной руды к всасу пульпоподъемного механизма либо созданием искусственного уклона в почве камеры, что сопровождается разубоживанием руды, либо гидромониторной струей. При углах падения залежи более 5° доставка разрушенной руды осуществляется самотеком.

В зависимости от стадийности отработки залежи в камере различают следующие технологические схемы: сплошным, почвоуступным и потолкоуступным забоями.

При отработке залежи сплошным забоем пласт отрабатывается на всю мощность за один прием. При этом возможны два варианта:

- ◆ пласт отрабатывается гидромониторной струей на всю мощность;

- ◆ пласт подрезается гидромониторной струей у почвы, а вышерасположенная толща обрушается под воздействием горного давления.

При отработке залежи почвоуступным забоем пласт разрабатывается слоями сверху вниз.

При отработке залежи потолкоуступным забоем пласт разрабатывается слоями снизу вверх.

Форма отработанного пространства обычно бывает круглой при одиночных добывающих скважинах, а при взаимодействующих, в принципе, любой, что определяется расположением добычных скважин друг относительно друга, контурами залежи и формой, размещением и размерами целиков.

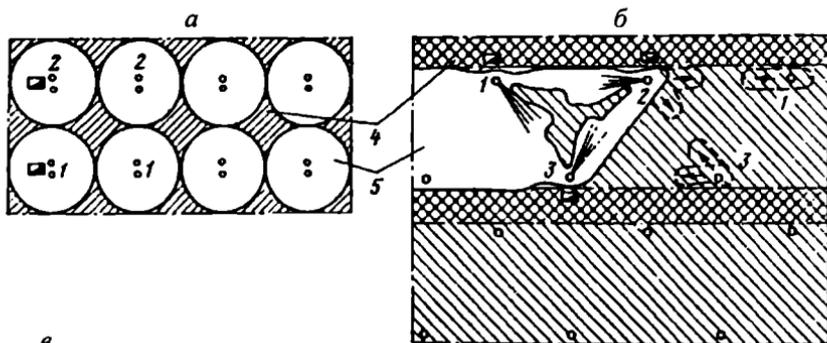
Существует несколько классификаций геотехнологических систем разработки, но наиболее удачной, на наш взгляд, является классификация по способу управления горным давлением. По этому признаку различают:

- ◆ системы с открытым очистным пространством;
- ◆ системы с обрушением или плавной посадкой вмещающих пород;
- ◆ системы с закладкой выработанного пространства.

Наиболее распространенные варианты систем разработки скважинной гидродобычи с открытым очистным пространством приведены на рис. 1.14.

При системе с камерами круглой формы и целиками, приведенной на рис. 1.14, *а*, каждая камера вскрывается двумя добычными скважинами 1 и 2, расположенными в центре добычной камеры 5 круглой формы. Одна из скважин является гидромониторной, а вторая — эрлифтной. Между камерами остаются целики 4 сложной формы в плане.

При блоковой системе с ленточными целиками, приведенной на рис. 1.14, б, добычные скважины 1, 2, 3 располагаются в два ряда. Обработка залежи ведется блоками. При обработке двух рядов добычных скважин образуется вытянутая по простиранию добычная камера — блок 5. Одновременно отрабатываются три скважины, при этом разрушается участок залежи треугольной формы. Между камерами оставляется ленточный целик 4. Расстояние между ленточными целиками определяется устойчивостью пролетов камер.



в

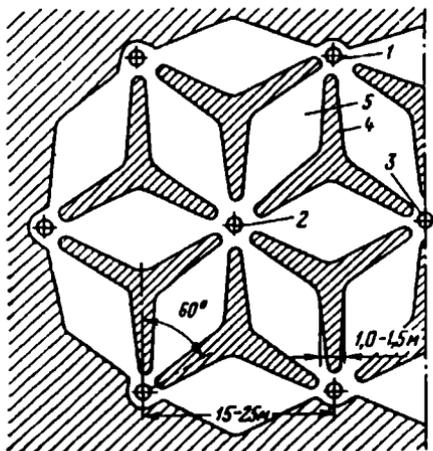


Рис. 1.14. Наиболее распространенные варианты систем разработки скважинной гидродобычи с открытым очистным пространством:

а — камерная система с целиками; *б* — блоковая система с ленточными целиками; *в* — камерная система с звездообразными целиками

При камерной системе с звездообразными целиками, приведенной на рис. 1.14, в, добычные скважины 1, 2, 3 располагаются в вершинах равностороннего треугольника. Отработка залежи ведется гексагональными камерами-блоками 5. На границах и в центре блоков располагаются целики 4, имеющие сложную звездообразную трехлучевую форму. Угол между лучами двух соседних целиков составляет 60° . Ширина лучей-целиков составляет 1,0—1,5 м. Расстояние между добычными скважинами зависит от многих факторов и колеблется от 15 до 25 м.

Обычно системы с открытым очистным пространством применяются при устойчивых покрывающих породах.

При мощности залежи 2—3 м выемка руды осуществляется сплошным забоем, при большей — слоями. При этом слои оформляются таким образом, чтобы уклона почвы в них было достаточно для самотечной доставки разрушенной руды.

Коэффициент извлечения руды при системах с открытым очистным пространством зависит от горно-геологических и горно-технических факторов и колеблется в пределах 50—70 %.

Достоинством систем с открытым очистным пространством является то, что добычные агрегаты располагаются над целиками, а добыча осуществляется, в основном, попутным забоем.

Наиболее распространенные варианты систем разработки скважинной гидродобычи с обрушением или плавной посадкой вмещающих пород приведены на рис. 1.15.

При системе с отдельными агрегатами, приведенной на рис. 1.15, а, отработка ведется полосами по падению. В одновременной работе могут находиться одна или несколько полос. Добычные скважины 1, 2, 3 бурятся по центру полосы. Отработка участка 5 ведется заходками I—VI от границ полосы к центру. После выемки заходок происходит обрушение или плавное опускание вмещающих пород 4. Выемка руды в одновременно отработываемых полосах ведется обычно с опережением на одну скважину.

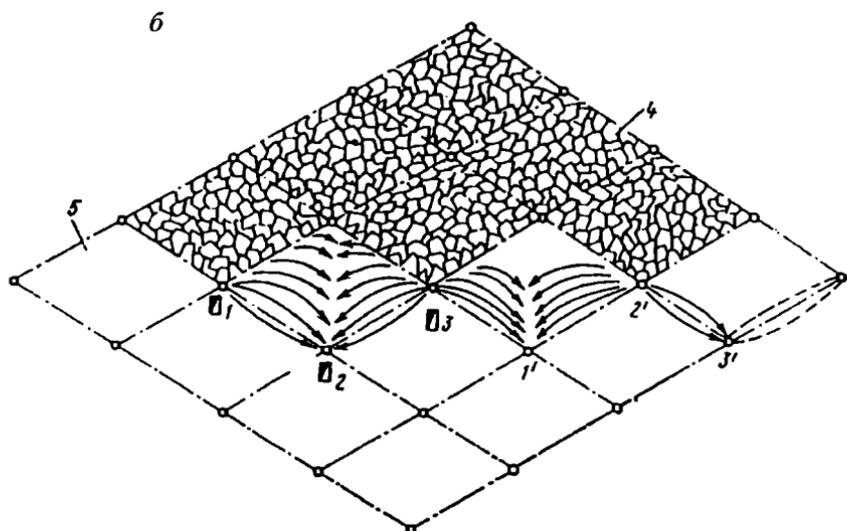
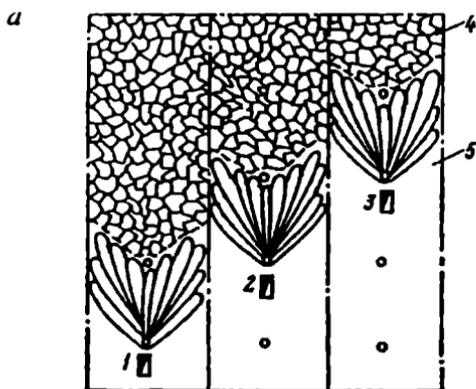


Рис. 1.15. Наиболее распространенные варианты разработки скважинной гидродобычи с обрушением или плавной посадкой вмещающих пород: *а* — отдельными агрегатами; *б* — взаимодействующими агрегатами

При системе с взаимодействующими агрегатами обрабатываемый участок залежи разбивается на ромбы, в вершинах которых бурятся добычные скважины 1, 2, 3, 1', 2', 3'.

Отработка участков-ромбов 5 ведется последовательно или одновременно. Скважины, пробуренные в боковых вершинах ромбов 1, 3, являются гидромониторными, а в нижней — 2, 1',

З' — эрлифтными. Отработка участков-ромбов ведется по падению. При этом назначение скважин (гидромониторных и эрлифтных) может меняться. Отработка участка ведется заходками I—VI, начиная снизу вверх. После отработки последней заходки VI происходит обрушение или плавное опускание вмещающих пород 4.

Системы разработки с обрушением или плавным опусканием вмещающих пород обычно применяются для выемки пластов, залегающих под неустойчивыми или пластичными породами. При необходимости возможно применение способов принудительного обрушения кровли гидроразрывом, взрывным торпедированием и т.п. Для уменьшения скорости обрушения кровли возможно оставление временных или податливых подзавальных целиков.

Сетка расположения скважин при системах разработки с обрушением и плавным опусканием зависит от числа взаимодействующих агрегатов, скорости подвигания очистного забоя и т.п.

При системах с обрушением и плавным опусканием вмещающих пород возможно вскрытие наклонными скважинами, расположенными за пределами зоны сдвижения покрывающих пород. Это позволяет существенно увеличить объем добычи из одной скважины и обеспечить полную безопасность ведения горных работ.

Системы разработки скважинной гидродобычи с закладкой выработанного пространства обычно применяются при добыче особо ценных руд, когда не допускается оставление целиков, или когда необходимо исключить или значительно уменьшить оседание земной поверхности. Один из возможных вариантов системы разработки с закладкой выработанного пространства приведен на рис. 1.9. Область применения этих систем может увеличиться, если вместо закладочного материала применять соответствующим образом подготовленные бытовые и вредные промышленные отходы.

Отработка залежи может вестись на всю мощность или слоями, но закладка возводится одновременно на всю мощность

залежи снизу вверх. После окончания отработки и заполнения камер закладочным материалом приступают к погашению междуканальных целиков с закладкой или без нее.

При технологии подземного выщелачивания выделяют три группы систем разработки, отличающихся схемой расположения скважин:

- 1) площадные (ячеистые);
- 2) линейные;
- 3) комбинированные.

Площадные (ячеистые) системы расположения скважин характерны наличием отдельных ячеек по всей площади залежи, при этом на каждую ячейку бурится одна откачная и несколько закачных скважин.

Линейные системы расположения скважин отличаются чередованием рядов откачных и закачных скважин.

Комбинированные системы расположения скважин включают элементы площадных и линейных систем. К комбинированным системам относятся также системы с использованием вертикальных и горизонтальных противодиффузионных завес, предотвращающих некоторые негативные особенности применяемых систем разработки, рассмотренные в главе 1.5.

1.4.3. ОСНОВЫ ВЫБОРА ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

Выбор системы разработки — значит определить направление отработки залежи в целом и установить сетку размещения скважин. Основными элементами системы разработки являются: направление отработки, сетка скважин, порядок ввода скважин в эксплуатацию во времени и пространстве.

При выборе элементов системы разработки необходимо учитывать влияние следующих факторов:

- ◆ глубины залегания залежи;
- ◆ технологичности процесса добычи;
- ◆ извлекаемости полезного ископаемого;
- ◆ производительности пласта;
- ◆ условий залегания;

- ◆ неоднородности пласта;
- ◆ рельефа почвы залежи.

Математически проблема выбора более рациональной системы разработки сводится к максимизации целевой функции при наличии начальных и конечных условий. Максимизируемой функцией обычно служит прибыль. Суммарная прибыль за весь срок эксплуатации месторождения определяется из выражения

$$n = \sum_{i=1}^T (C_i - C_i) B_i \eta_i, \quad (1.20)$$

где T — число периодов при обработке месторождения; C_i — цена продукции в i -й период эксплуатации месторождения, руб/т; C_i — себестоимость продукции в i -й период эксплуатации месторождения, руб/т; B_i — балансовые запасы, обрабатываемые в i -й период эксплуатации месторождения, т; η_i — коэффициент извлечения запасов, обрабатываемых в i -й период эксплуатации месторождения.

Различные значения цены в определенные периоды эксплуатации месторождения определяются изменением качества получаемой продукции из-за горно-геологических и горно-технических условий.

Расчет величин, входящих в формулу (1.20), представляет наиболее сложную задачу, требующую разработки детальной расчетной схемы, и для каждого конкретного случая разработку методики их расчета.

1.4.4. ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОТЕРЬ ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО ПРИ ГЕОТЕХНОЛОГИИ

Степень извлечения непосредственно зависит от системы разработки. Технически возможно извлекать 100 % запасов, но это экономически неоправданно.

Как правило, геотехнологические способы отличаются небольшой степенью извлечения, однако возможна повторная отработка месторождения.

Обычно пользуются текущим, конечным и максимальным коэффициентами извлечения. Соответственно: текущий — в момент добычи; конечный — к моменту завершения добычи; максимальный — предельно возможный.

Оценка вариантов разработки с учетом потерь полезного ископаемого проводится на основе учета ценности разрабатываемого месторождения. Следовательно, при выборе варианта технологической схемы добычи необходимо соизмерять размеры экономического выигрыша и экономического ущерба, связанных со структурой и величиной потерь полезного ископаемого.

Общий коэффициент извлечения удобно дифференцировать на две величины:

$$\eta = \eta_t \eta_p, \quad (1.21)$$

где η_t — технологический коэффициент извлечения (коэффициент извлечения отбитого полезного ископаемого), который определяется из соотношения

$$\eta_t = \frac{G_\xi}{G_\Delta}; \quad (1.22)$$

G_ξ — количество извлеченного полезного ископаемого, т; G_Δ — количество полезного ископаемого в контурах, разрушаемых при добыче, т; η_p — коэффициент извлечения, определяющий потери, связанные с системой разработки месторождения, который определяется из соотношения

$$\eta_p = \frac{V_p}{V_n}; \quad (1.23)$$

V_p — объем запасов полезного ископаемого в контурах, разрушаемых при добыче (не учитывается объем целиков), м³; V_n — общий объем залежи, запроектированной к отработке (учитывается объем целиков), м³.

В основном извлечение полезного ископаемого зависит от расстояния между скважинами. Для иллюстрации зависимости

коэффициента извлечения и количества добываемого полезного ископаемого из одной скважины от расстояния между скважинами приведены графики на рис. 1.16, *а*, полученные при подземной выплавке серы на Язовском месторождении.

Как видно из приведенных графиков, при увеличении расстояния между скважинами коэффициент извлечения уменьшается нелинейно, асимптотически приближаясь к определенному значению.

Конкретные расчеты для различных вариантов расположения скважин показывают, что в рассматриваемых условиях наиболее эффективна сетка скважин 25×25 м и извлечение 40—50 %.

Графики на рис. 1.16, *б* показывают, что с изменением расстояния между скважинами запасы, приходящиеся на одну скважину, изменяются по параболе *I*, а извлекаемые запасы — по гиперболе *II*.

Очевидно, что для каждого месторождения и даже его участков должна быть своя оптимальная сетка скважин, обеспечивающая наиболее эффективную разработку месторождения, которая учитывает как извлечение полезного компонента, так и экономическую и технологическую стороны разработки.

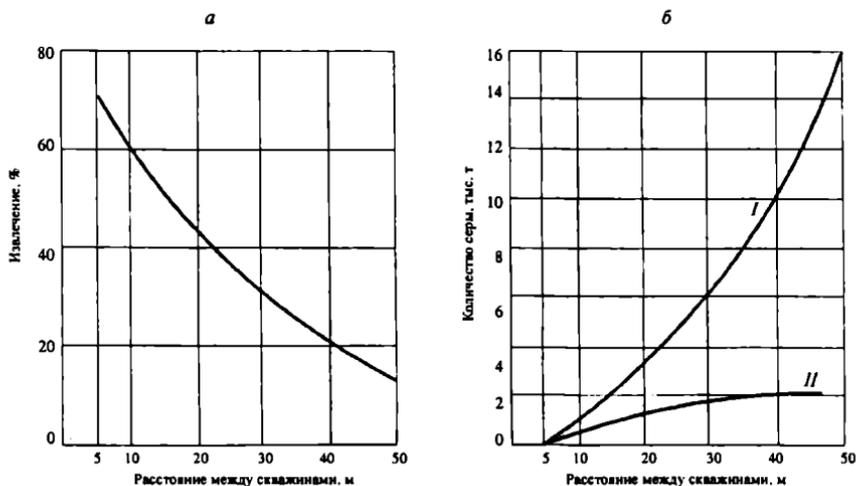


Рис 1.16. Зависимости+ коэффициента извлечения и количества извлекаемой серы из одной скважины от расстояния между ними:

а — коэффициент извлечения; *б* — запасы и извлечения

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СКВАЖИННОЙ ДОБЫЧИ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

- 2.1. Подземное растворение полезных ископаемых
- 2.2. Подземная выплавка полезных ископаемых
- 2.3. Подземная газификация углей
- 2.4. Гидрогенизация
- 2.5. Подземное сжигание угля
- 2.6. Комбинированная схема подземного сжигания угля
- 2.7. Подземное выщелачивание полезных ископаемых
- 2.8. Скважинная гидродобыча угля гидроагрегатами
- 2.9. Скважинная гидродобыча полезных ископаемых
- 2.10. Скважинная гидродобыча угля с биообработкой массива
- 2.11. Добыча и использование тепла Земли
- 2.12. Применение «мирного» атома для разработки угольных месторождений

Глава

2

2.1. ПОДЗЕМНОЕ РАСТВОРЕНИЕ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Подземное растворение солей является наиболее древним из геотехнологических способов разработки месторождений полезных ископаемых. Еще в Древнем Китае в первом тысячелетии до нашей эры для добычи соляных растворов впервые осуществлялось бурение скважин глубиной до 900 м диаметром 12—15 см. В XVII веке в России действовало 435 буровых скважин глубиной до 270 м для подъема естественных рассолов.

Подземное растворение — способ добычи полезных ископаемых через скважины путем перевода в водный раствор одного или нескольких компонентов в недрах. Одновременно с добычей при подземном растворении осуществляются обогащение, очистка (для поваренной соли) и избирательное извлечение (для калийных солей).

В конце 19 — начале 20 вв. разработаны и освоены способы растворения каменной соли в подземных выработках и через буровые скважины с поверхности. Первый промысел в России по разработке соляных залежей через скважины построен в 1910 г. на Новокарфагенском месторождении в Донецкой области Украины.

В настоящее время подземному растворению подвергают каменную и калийную соли, а также бишофит и боросолевые руды. Следующие соли являются перспективными для подземного растворения: галит (NaCl), сильвин (KCl), карналлит ($\text{KCl}\cdot\text{MgCl}_2\cdot 6\text{H}_2\text{O}$), лангбейнит ($\text{K}_2\text{SO}_4\cdot 2\text{MgSO}_4$), каинит ($\text{KCl}\cdot\text{MgSO}_4\cdot 3\text{H}_2\text{O}$), кизерит ($\text{MgSO}_4\cdot\text{H}_2\text{O}$), бишофит ($\text{MgCl}_2\cdot 6\text{H}_2\text{O}$).

В Канаде (Саскачеван) с 1964 г. действует первое предприятие по добыче калийной соли методом подземного растворения.

Сущность способа подземного растворения заключается в следующем. Толщу пород пересекают скважиной, которую обсаживают колонной труб. По водоподающей колонне в скважи-

ну поступает пресная вода, которая растворяет соль. Под давлением растворяющей жидкости образовавшийся рассол поднимают на поверхность по рассолоподъемной колонне труб.

Горно-добывающие предприятия, осуществляющие добычу соли способом подземного растворения, называются рассолопромыслами. В состав рассолопромысла входит комплекс наземных и подземных производственных объектов, обеспечивающих непрерывную добычу и подачу рассола потребителю. Схема сооружений рассолопромысла приведена на рис. 2.1.

Обработка залежи ведется камерами 1 через добычные скважины 2. Подача воды в камеры и откачка рассола осуществляются насосной станцией 3 с контрольно-распределительным пунктом. Подача электроэнергии потребителям осуществляется линией электропередачи через трансформаторную подстанцию 4. На поверхности рассолопромысла располагаются завод-потребитель 5, административное здание 6, хранилище слабых рассолов 7, резервуар воды и рассола 8, насосная станция нерастворителя 9, резервуары нерастворителя 10.

Основными технологическими сооружениями рассолопромысла являются добычные скважины подземного растворения. Конструкция скважины определяется исходя из особенностей геологического строения залежи, гидрогеологических условий, физико-механических характеристик пород и других условий.

Скважины подземного растворения оборудуются направляющим устройством, кондуктором, промежуточными обсадными, эксплуатационными и технологическими свободно висящими колоннами. Диаметр эксплуатационной колонны составляет до 325 мм, а диаметр технологической водоподающей — до 219 мм, рассолоподъемной — до 146 мм.

На устье скважины монтируется специальный оголовок, обеспечивающий герметизацию устья, герметичное разобщение технологических колонн и возможность их подъема и спуска.

Схемы вскрытия при подземном растворении могут быть: вертикальными, наклонными и наклонно-горизонтальными скважинами. Рассол обычно поднимают по вертикальной скважине. При использовании наклонных скважин извлечение может превышать 50 % .

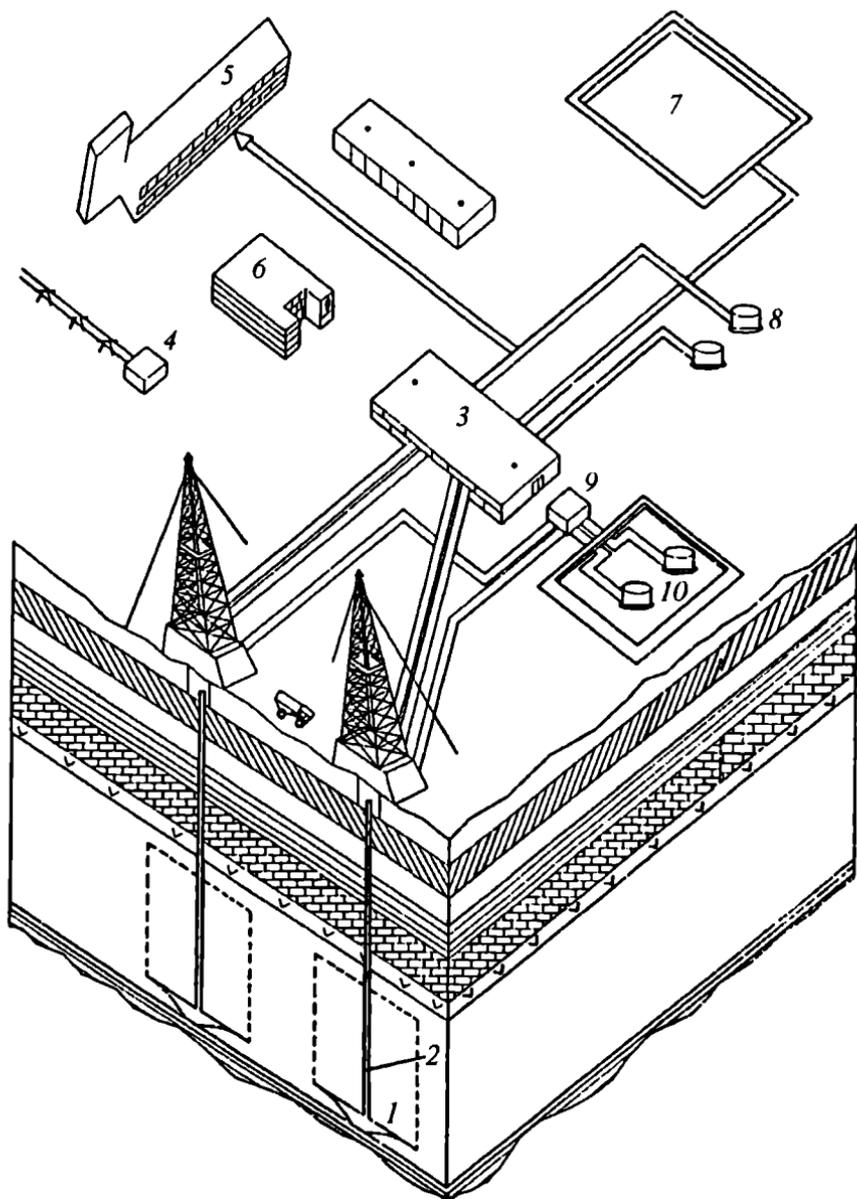


Рис. 2.1. Схема сооружений расслопромисла

Системы разработки могут быть: индивидуальными и взаимодействующими скважинами.

При подземном растворении солей возможны следующие способы управления процессом: прямоточные, противоточные, гидрорубовые, послонного растворения.

Преимущественно используется способ, основанный на работе скважин по принципу «выдавливания рассола», когда нагнетается пресная вода, а рассол поднимается под этим давлением.

Различают схемы неуправляемого и управляемого подземного растворения. При неуправляемом подземном растворении применяется противоточный способ, когда нагнетание растворителя осуществляется по затрубному пространству, а выдавливание образующегося рассола — через центральную колонну. При управляемом подземном растворении применяется прямоточный способ, когда изменяется схема подачи агентов.

Уже к 80-м годам XX века способы прямоточного управления процессом не применяются из-за низких технико-экономических показателей: извлечение запасов — до 5 %, производительность скважины — до 7—10 м³/ч, непродолжительный срок эксплуатации скважин — до 5—7 лет.

К управляемым схемам подземного растворения относятся гидрорубовые и послонного растворения.

Способ гидроруба был предложен в 1933 г. американским ученым Э. Трэпом, а с 1936 г. этот метод начали применять в США. Способ был усовершенствован и внедрен в отечественную практику с 1947 г. на Славянском месторождении П.А. Кулле, который использовал в качестве нерастворителя нефть и ее производные или воздух.

Гидроруб — это горная выработка, создаваемая искусственным путем в нижней части соляного пласта и имеющая форму горизонтального кольца. Идея гидроруба была выдвинута Ф. Жанро в 1907 г, который обосновал возможность оседания нерастворимых и не препятствующих процессу растворения частиц на заранее подготовленное дно камеры.

Способ гидроруба применяют на Райгородском рассолопромысле в Башкирии и ряде рассолопромыслов в США, расположенных в штатах Мичиган и Техас.

Сущность способа заключается в следующем. В скважину опускают три трубы. Нерастворитель подают в пространство между третьей и второй от стенки скважины трубами, растворитель — между первой и второй, рассол поднимается по центральной трубе. После образования вруба нерастворитель убирают и начинают процесс интенсивной отработки соляной залежи снизу вверх.

Ряд недостатков, присущих способу гидровруба, был устранен в способе послойного (ступенчатого) растворения. Принципиальная схема послойной выемки камер при подземном растворении солей приведена на рис. 2.2. Сущность способа заключается в отработке соляной залежи снизу вверх отдельными горизонтальными слоями (ступенями). Высота слоя составляет 5—15 м, а диаметр — 100 м.

Сущность способа заключается в том, что после образования гидровруба на первой ступени водоподводящую колонну труб поднимают до отметки верхней границы второй ступени, а рассолоподъемную — на высоту, обеспечивающую возможность получения чистых рассолов. При этом систематически подают жидкий нерастворитель.

Кровля каждого слоя изолируется слоем нерастворителя, и за его уровнем ведется систематический контроль. Это позволяет извлекать из каждого слоя заранее заданное расчетное количество соли и управлять процессом формообразования камер.

В камере выделяется четыре зоны: активная, формирования рассола, консервации, закладки.

Активная зона (I) охватывает верхние 2/3 камеры, в ней происходит интенсивное движение жидкости. Зона формирования рассола (II), в которой растворитель насыщается солью, находится в верхней половине камеры и является частью активной зоны. Зона консервации (III) охватывает нижнюю 1/3 камеры и включает зону закладки (IV), расположенную в самой нижней части камеры.

Слои (ступени) на рис. 2.2 пронумерованы арабскими цифрами 1-11. Русские буквы на этом же рисунке означают: В — вода, Р — раствор, Н — нерастворитель.

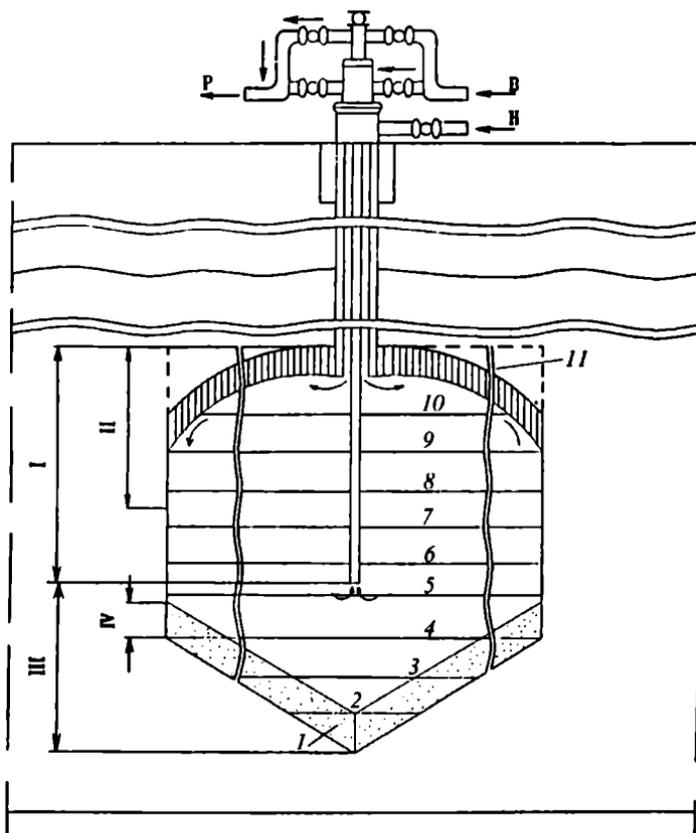


Рис. 2.2. Принципиальная схема послойной выемки камер при подземном растворении солей:

I — активная зона; *II* — зона формирования рассола; *III* — зона консервации; *IV* — зона закладки

Способ послойной выемки получил наибольшее распространение и в настоящее время является основным при эксплуатации рассолодобычных скважин. При этом способе извлечение составляет более 20 %, производительность скважины достигает 70—100 м³/ч и появляется возможность обрабатывать залежи соли с содержанием до 30 % нерастворимых включений и управлять процессом формирования камер. Глубина разработки колеблется от 200—300 до 1800 м.

Метод послыной выемки применяют в странах СНГ (Усольско-Сибирский, Яр-Бишкадакский, Приереванский рассолопромыслы), в Болгарии (Мировское месторождение), в Румынии (месторождения Окта-Мурем, Окнеле-Марь, Тыриу-Окиа), в США. Недостатком способа является получение растворов слабой концентрации в период размыва вруба.

Отработка камер подземного растворения осуществляется в два этапа: подготовительный и эксплуатационный.

На подготовительном этапе создается начальная поверхность растворения соли путем размыва горизонтальной полости небольшой высоты — гидровруба, обеспечивающей получение промышленной производительности камеры по кондиционному рассолу. Продолжительность этого периода составляет 360—540 сут. Размыв полости производят ступенями. Число ступеней и высота каждой из них определяются горно-геологическими условиями месторождения, качественной характеристикой соли и заданным временем размыва.

При зашламовании нижней части рассолозаборной колонны применяют реверсивный режим работы скважины: прямоток меняют на противоток и наоборот.

На эксплуатационном этапе осуществляется добыча полезного ископаемого. Ее начинают после образования камеры заданной вместимости и формы и выхода рассола концентрацией 305 г/л. При этом прекращают подачу воды, выпускают нерастворитель и приподнимают технологические колонны. Башмаки устанавливают на уровне кровли очередного слоя, а положение рассолоподъемной колонны определяют высотой зоны закладки камеры нерастворимыми включениями. После этого скважину вновь заполняют нерастворителем и процесс возобновляют.

Высоту эксплуатационной ступени определяют по формуле

$$h_{\text{ст}} = \frac{V}{\pi R^2}, \text{ м}, \quad (2.1)$$

где V — объем соли в слое, м^3 ; R — радиус камеры, м; обычно $R = 100 \div 120$ м.

Производительность скважины определяется из выражения

$$q = 1,4V_k + 4S, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (2.2)$$

где V_k — объем камеры, м^3 .

Время отработки слоя определяется по формуле

$$T = \frac{R}{\omega}, \text{ сут}, \quad (2.3)$$

где ω — скорость растворения боковых стенок камеры, $\text{м}/\text{сут}$;
принимается $\omega = 0,01+0,22 \text{ м}/\text{сут}$.

В подготовительный период образуется большое количество слабых растворов концентрацией до 200 г/л. Для их утилизации или захоронения используют глубокие подземные водоносные горизонты, а также применяют для законтурного заводнения при разработке нефтяных залежей с поддержанием пластового давления.

В зависимости от порядка отработки соляных месторождений и способа управления горным давлением различают системы камерного батарейного и сплошного растворения.

При системе камерного растворения отработка залежи ведется камерами через индивидуальные или взаимодействующие скважины, между которыми оставляются целики, исключающие возможные деформации поверхности.

При камерной разработке залежи индивидуальными скважинами возможны три варианта размещения камер, приведенные на рис. 2.3.

При разработке пластов простого строения используется система с размещением камер в пределах всей разрабатываемой толщи полезного ископаемого (рис. 2.3, а).

При разработке пластов сложного строения или сближенных пластов используется камерно-этажная система с соосным размещением камер в пределах мощности каждой пачки или кондиционного пласта (рис. 2.3, б).

При разработке мощных соляных залежей, куполов и месторождений сложной формы залегания используется камерно-этажная система с несоосным размещением камер по мощности залежи (рис. 2.3, в).

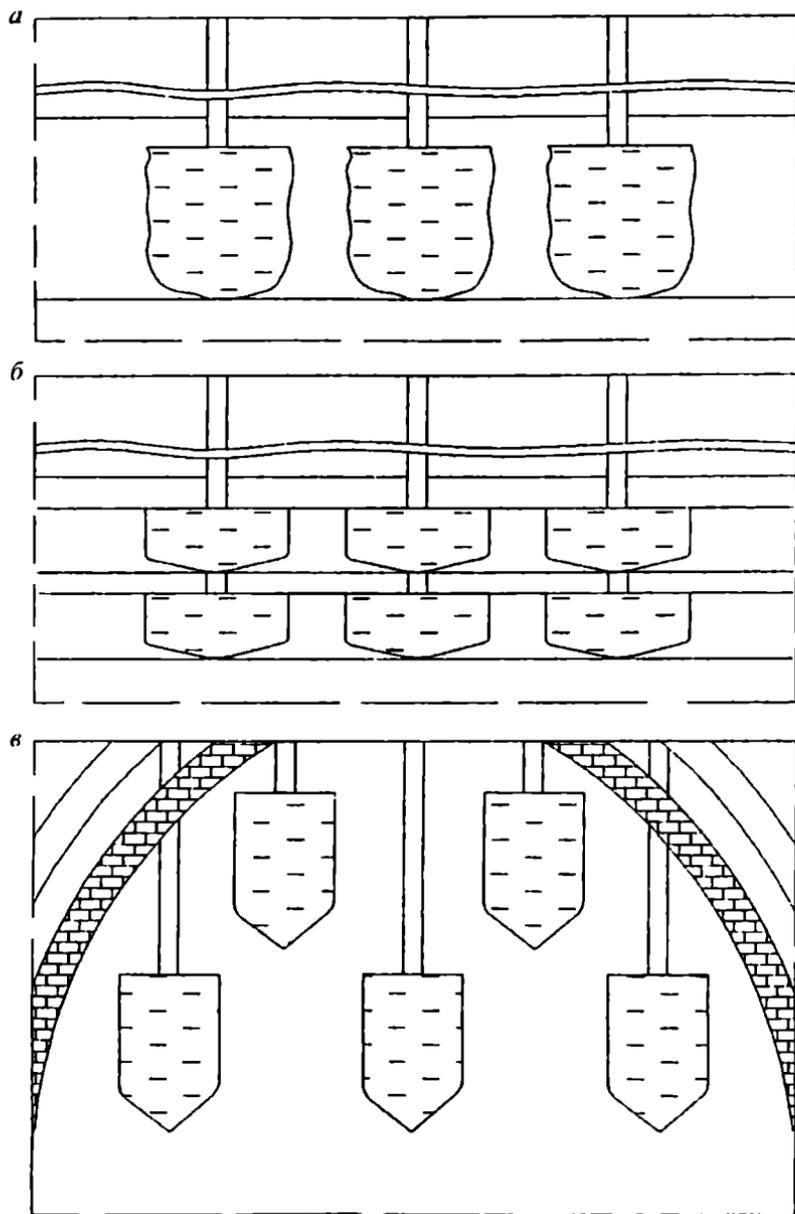


Рис. 2.3. Варианты размещения камер при подземном растворении солей:
a — размещение в пределах всей разрабатываемой толщи; *б* — соосное размещение в пределах каждой пачки залежи; *в* — несоосное размещение по мощности залежи

При камерной разработке залежи взаимодействующими скважинами отработка ведется сдвоенными скважинами. При этой системе на подготовительном этапе скважины размываются индивидуально, а на эксплуатационном, после сбойки взаимодействующих скважин разрывом или гидроразрывом, — совместно. При этом скважины используются поочередно: то как водоподающая, то как рассолозаборная. Этот способ с 1960-х годов применяется на Яр-Бишкадакском рассолопромысле, однако не нашел широкого распространения из-за сложности поддержания уровня нерастворителя на заданной глубине.

К батарейной системе относится схема поэтапной отработки камер через взаимодействующие скважины, приведенная на рис. 2.4. Вначале отработка камер ведется через индивидуальные скважины, а затем, после сбойки, новые камеры подключаются к объемам действующих камер. Камера первого этапа 1 с помощью канала-сбойки 2 соединяется с камерой, обрабатываемой у подключенной скважины 3. Вода *В* подается в скважину второго этапа, а раствор *Р* отбирается из скважины первого этапа. Нерастворитель *Н* подается в обе скважины одновременно.

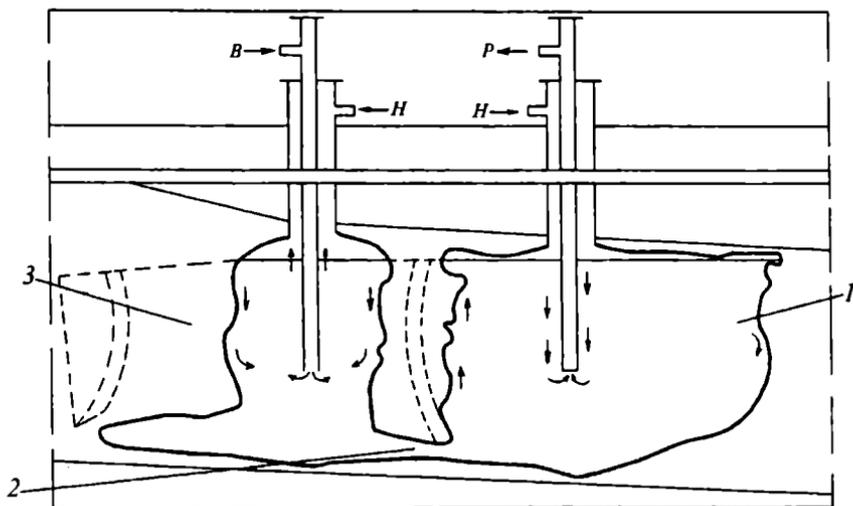


Рис. 2.4. Батарейная система при поэтапной отработке камер через взаимодействующие скважины:

В — вода; *Р* — раствор; *Н* — нерастворитель

Этот способ активно внедряется в промышленность, так как позволяет обрабатывать запасы, оставляемые в междукammerных целиках через группы взаимодействующих скважин, благодаря чему повышается извлечение полезного ископаемого. Между камерами, образуемыми группой скважин, все же оставляются целики для предотвращения сдвижения поверхности.

При системе сплошного растворения участок месторождения вскрывается группой скважин, которые соединяются между собой у подошвы залежи гидроразрывом или гидроврубом для образования единого искусственного рассольного горизонта. Обработка залежи ведется подачей воды в водоприемные скважины, расположенные со стороны восстания пласта, и отбором рассола из рассолозаборных скважин, расположенных со стороны падения.

При обработке свиты пластов или пластов сложного строения подача воды осуществляется первоначально в нижний пласт или пачку.

Вовлечение в обработку верхних пластов происходит при естественном обрушении пропластков несолевых пород, разделяющих продуктивные пласты. Если это обрушение не происходит, проводят перфорацию обсадных колонн водоприемных скважин.

Обычно сплошная система применяется при обработке маломощных залежей, так как при этом происходит деформация (просадка) земной поверхности. По этой причине этот способ имеет ограниченное распространение и используется только на Новокарфагенском рассолопромысле.

Для интенсификации процесса растворения используются горно-технические и физико-химические методы. К горно-техническим методам относятся: принудительное обрушение слоев, рыхление полезного ископаемого в массиве, гидравлический разрыв пласта и т.п. К физико-химическим методам относятся: добавка реагентов, использование новых видов рабочих агентов, воздействие физических полей, использование поверхностно и химически активных веществ и др.

Контроль за уровнем нерастворителя в камере при подземном растворении осуществляется регулярно одним из известных методов: манометрическим, подбашмачным, радиоактивным и др.

Параметры подземных камер определяются расчетным путем и ежегодными гидролокационными съемками.

Камеры подземного растворения отличаются высокой устойчивостью, поэтому их используют для подземного хранения нефтепродуктов и сжиженных газов, а также захоронения токсичных отходов производства.

Способ подземного растворения солей получил широкое распространение в мировой горно-добывающей промышленности. Основная часть добычи каменной соли для содовой, хлорной, пищевой и других отраслей промышленности обеспечивается именно этим способом благодаря относительной простоте организации добычи и высоким экономическим показателям. Так, производительность труда при подземном растворении в 4 раза выше, а удельные капитальные затраты в 7 раз ниже, чем при шахтном способе добычи.

В настоящее время подземным растворением добывают около 30 млн т каменной соли в Болгарии, Румынии, Польше, Австрии, Великобритании.

Особенно эффективны рассолопромыслы как сырьевые базы содовых и химических производств. По рентабельности они предпочтительнее, чем цехи по растворению привозной соли, добытой не только подземным способом, но и открытым способом в солевых озерах. Важнейшими факторами, которые влияют на технико-экономические показатели рассолодобычи, являются следующие: горно-технические условия; источник водоснабжения; мощность предприятия; расстояние транспортировки; численность персонала; качество рассолов.

Для условий Яр-Бишкадакского месторождения характерны следующие показатели:

- ◆ мощность пластов — 450 мм;
- ◆ глубина скважин 1180 мм;
- ◆ мощность промысла 16000 тыс. м³/год;
- ◆ число скважин — 48;
- ◆ расстояние транспортирования — 25 км;
- ◆ численность трудящихся — 260;
- ◆ себестоимость рассола (в ценах до 01.01.91 г.) — 0,117

руб/м³.

Метод подземного растворения применяется для разработки месторождений бишофита с целью получения хлормагневых рассолов, которые применяют для: приготовления буровых растворов, образования пленки на сыпучих материалах с целью предотвращения их распыления, ускорения твердения бетона, затвердения магнезиального цемента, тушения лесных пожаров с воздуха, пропитки древесины, использования в качестве минеральной подкормки для скота, в медицине для лечения хронических заболеваний опорно-двигательного аппарата.

С 1976 г. на Светлоярском участке Волгоградского месторождения бишофита ведутся работы по добыче рассола с глубины 1761 м. Мощность пласта составляла 52 м и включала 96 % бишофита ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$). Рассол получался прямой и обратной промывкой пресной водой через скважину диаметром 114 мм с торпедированием массива. Концентрация получаемого хлормагниевого рассола составляла 430 г/л. Вместе с бишофитом в раствор переходили все примеси в виде макро- и микроэлементов (MgBr , CaSO_4 , NaCl , KCl , MgSO_4). В качестве растворителя бишофита могут использоваться насыщенные хлорнатриевые рассолы и стоки от действующих производств.

Подземное растворение может использоваться при разработке борсолевых руд. Основным потребителем бора является атомная промышленность, так как он является хорошим поглотителем протонов. Обычно борсолевые руды находятся в галитовом растворимом водой массиве. Борные минералы легко растворяются кислотами. К борсолевым рудам относятся: лангбейнит — полигалитовая руда (галит — 49,5 %, полигалит 33,6 %, сильвин — 5,5 %, калиборит 4,1 %, магнетит — 0,97 %) и карналлит-кизеритовая руда (галит — 47,6 %, ангидрит — 1,7 %, полигалит — 1,9 %, кизерит — 14,1 %, сильвин — 0,45 %, борацит — 3,22 %, преобразенскит — 1,9 %).

Были проведены экспериментальные работы по извлечению бора из руд, предварительно разрушенных взрывом и залитых раствором, представляющим собой насыщенный раствор хлористого натрия, подкисленный до 5 % серной кислотой. Было установлено, что в течение 15 сут содержание оксида бора B_2O_3 в рудах составляло 0,12—0,2 условных единиц при высокой степени извлечения в раствор. При этом процесс выщелачивания оксида бора происходил без растворения пород, вмещающих рудное тело.

2.2. ПОДЗЕМНАЯ ВЫПЛАВКА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Как видно из табл. 2, основными объектами промышленного освоения способа подземной выплавки полезных ископаемых являются месторождения самородной серы. Самородную серу содержат известняковые серные руды, где она находится в виде отдельного несвязного вещества. До 70 % всего ее производства приходилось на месторождения самородной серы, так как ее удобнее и легче перерабатывать. Однако в середине 1980-х годов, в связи с необходимостью утилизации серы, содержащейся в нефти, природном газе и получающейся при коксохимическом и металлургическом производствах, доля серы, добываемой при разработке месторождений самородной серы, постоянно снижается и составляет только около 30 %.

В бывшем СССР добыча природной серы составляла 3,5 тыс. т из общего количества ее производства 5,5 тыс. т, т.е. около 64 %.

Серу добывают различными способами, но наиболее универсальным является способ подземной выплавки, которым могут разрабатываться до 50 % промышленных запасов серных месторождений, залегающих на глубинах от 120 до 600 м и более. При этом коэффициент извлечения достигает 40 %. Основными производителями самородной серы являются Иран, Мексика, США и Чили. Из 12 млн т серы, полученной в мире в 1986 г., только 4 млн т добыты способом подземной выплавки.

Способ подземной выплавки серы (ПВС) (метод Фраша) начал применяться с 1894 г. в штате Луизиана в США, а в 1980 г. был предложен применительно к месторождениям Мексиканского залива. С 1912 г. уже половина мирового производства комовой серы осуществлялась этим способом. Примерно третья часть природной серы добывалась в США, причем более половины из этого количества — по методу Фраша.

Способ подземной выплавки серы используется для разработки серных месторождений в США и Мексике (месторождения Мексиканского залива), Польше (Тарнобжегском месторождении и месторождении Башня), Ираке (Мишракское месторождение).

В бывшем СССР добыча серы начинает развиваться с 1930-х годов, когда были открыты месторождения в Поволжье и Туркмении. В 1950-х годах открыты месторождения Предкарпатья на Украине, на базе которых были созданы Роздольское (1958 г.) и Яворовское (1970 г.) производственные объединения по добыче серы. На территории современной России из разрабатываемых находится только Водинское месторождение самородной серы в Среднем Поволжье. В бывшем СССР этот метод начал применяться с 1968 г. при разработке месторождений Предкарпатья, а также Гаурдакского месторождения.

Различают четыре геотехнологических способа получения серы из самородных руд:

- ◆ выплавка горячей водой;
- ◆ возгонка или экстракция;
- ◆ выплавка за счет сжигания части серы;
- ◆ выплавка токами высокой частоты.

Широко применяется только подземная выплавка серы горячей водой, на которую приходится 83 % всей добычи геотехнологическими способами.

Процесс добычи основан на теплообмене между теплоносителем (горячая вода), подаваемым через скважины с поверхности, и рудным массивом. При этом используется свойство серы плавиться при температуре 112,8—119 °С.

Способ ПВС основан на бурении скважин с поверхности обычными буровыми станками, их обсадке трубами до серосодержащей залежи и цементации скважины. Принципиальная схема добычной скважины при способе ПВС представлена на рис. 2.5. Скважина пробуривается до залежи, после чего спускается обсадная колонна 1. Для обеспечения герметичности скважины осуществляется затрубная цементация 2. После этого скважина пробуривается на всю мощность залежи. В пробурен-

ную скважину опускают три концентрически расположенные колонны труб: водоподающую 5, серную 4, воздушную 3. Диаметры колонн труб равны соответственно 6, 3, 1". Устье скважины оборудуют оголовком, обеспечивающим подачу горячей воды в зазоре между шести- и трехдюймовыми трубами. В нижней части водоподающей колонны имеется перфорация, которая с помощью разделительного пакера 6 делится на верхнюю — водяную 7 и нижнюю — серную 8. Горячая вода поступает через верхнюю перфорацию в сероносную залежь, разогревает ее и расплавляет серу. Расплавленная сера, как более тяжелая, чем вода, стекает к скважине и скапливается в нижней части ее, проникая через нижнюю перфорацию в серную колонну. Высота подъема расплавленной серы по скважине определяется гидростатическим давлением у почвы залежи. Воздушная колонна опущена ниже верхнего уровня серы в серной колонне. Подачей по однодюймовой трубе сжатого воздуха расплавленная сера эмульгируется и выдается на поверхность в промежутке между трех- и однодюймовой трубами. Так как степень прогрева отдельных колонн различная, для компенсации температурных колебаний в устье скважины между отдельными трубопроводами установлены сальниковые компенсаторы 9.

Расплавленная сера, выходящая из скважины, направляется через отстойные резервуары (сепараторы) в фильтры для очистки и далее на склад готовой продукции. Для предотвращения остывания серы все трубопроводы и бассейны постоянно обогреваются.

В результате непрерывной закачки горячей воды в массив возрастает пластовое давление. Для его регулирования и управления технологическим процессом добычи серы сооружают водоотливные скважины. Очень важным является экономия теплоносителя, так как затраты на его приготовление составляют более половины общих расходов.

В процессе длительной эксплуатации добычных скважин возникают различного рода неполадки, приводящие к прекращению выдачи серы. Для их предотвращения рекомендуется периодически поворачивать колонны труб и промывать затрубное пространство и перфорацию раствором каустической соды.

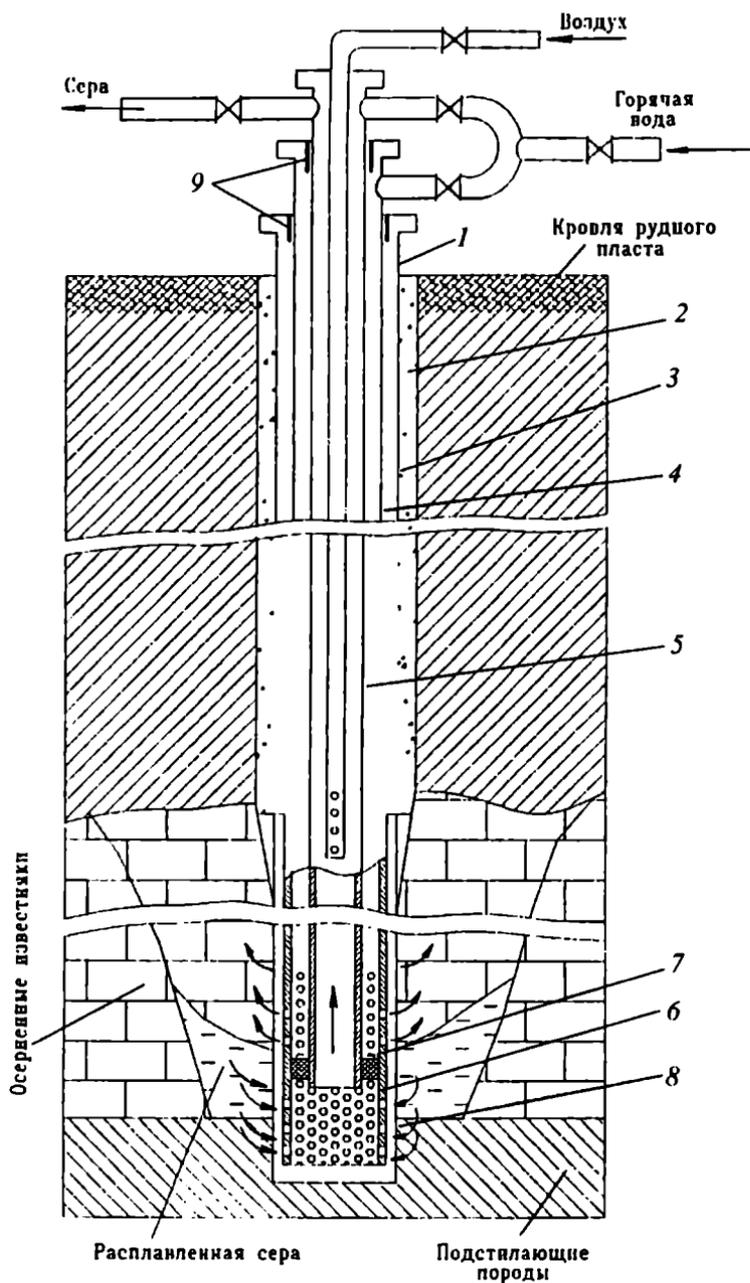


Рис. 2.5. Принципиальная схема добычной скважины при способе ПВС

Параметры технологии определяются условиями залегания рудной залежи и свойствами руды и вмещающих пород: мощность залежи, трещиноватость и пористость рудного массива, содержание серы, гидродинамический режим рудного тела, подвергаемого разработке и т.д.

Разработка начинается после обустройства месторождения или его участка добычными скважинами. Расположение скважин и порядок их включения являются основными вопросами проектирования и эксплуатации месторождения. Они определяют такие важнейшие технологические и экономические параметры, как извлечение серы, производительность скважины, время работы скважины, степень взаимного влияния скважин (интерференция), удельный расход теплоносителя, объем капитальных затрат, себестоимость и т.п.

Схема расположения скважин на месторождении зависит от гидрогеологических условий залежи и может быть линейной (скважины добычные, промежуточные, водоотливные) или блочной (добычные скважины располагаются в шахматном порядке в виде ячеек). Блок-ячейки выделяются на основе анализа гидрогеологических условий рудной залежи по разреженной сетке.

Экономическая эффективность способа определяется следующими параметрами:

- ◆ капитальные затраты на технологический комплекс поверхности (котельная, компрессорная, здания и сооружения);
- ◆ капитальные затраты на сооружение скважины;
- ◆ запасы, обрабатываемые на одну скважину;
- ◆ эксплуатационные расходы на добычу;
- ◆ время работы скважины;
- ◆ срок службы предприятия.

С целью повышения эффективности ПВС проводились многочисленные научно-исследовательские работы по ее совершенствованию, не нашедшие, однако, широкого применения на практике. К основным из них относятся:

- ◆ использование теплоносителей большой плотности, так как от этого зависит конусность зоны плавления, что во многом

определяет коэффициент извлечения серы из массива; однако использование рассолов, в том числе морской воды, и суспензий существенно усложняет процесс и приводит к выходу из строя оборудования из-за коррозии и кольматации каналов;

- ◆ бурение наклонных скважин, т.к. вертикальные быстро выходят из строя в результате сдвижения массива пород при его подработке, сокращая срок их службы;

- ◆ использование в качестве теплоносителя дымовых газов, получаемых в котельной на поверхности или с помощью специальной горелки, опускаемой в скважину;

- ◆ использование для прогрева массива электролиза или погружного электронагревателя;

- ◆ использование для прогрева массива энергии взрыва, в том числе атомного.

Основные технико-экономические показатели способа подземной выплавки серы, полученные на предприятиях бывшего СССР, следующие:

- ◆ удельный расход теплоносителя 17—30 м³/т;

- ◆ удельный расход сжатого воздуха 30 м³/т;

- ◆ извлечение серы из недр 40 %.

В России практически не осталось освоенных месторождений самородной серы.

Создание собственного производства комовой серы на базе разведанных месторождений в различных регионах Российской Федерации наиболее предпочтительно на основе способа подземной выплавки, как наиболее экономичного, безопасного и экологичного.

Область применения способа подземной выплавки постоянно расширяется. Ведутся масштабные работы по освоению этим способом месторождений ртути, битумов, высоковязкой нефти и других полезных ископаемых. Совершенствование подземной выплавки осуществляется за счет изменения температуры теплоносителя, добавления в его состав поверхностно-активных веществ и др.

2.3. ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЕЙ

2.3.1. ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

Исходя из развития мирового энергетического рынка на непрерывный рост цен на нефть и природный газ, что обуславливается ограниченностью их запасов, более трудными условиями добычи и неравномерностью географического размещения, в обозримом будущем уголь будет занимать одно из ведущих мест в топливно-энергетическом балансе страны.

Однако, как бы ни совершенствовалась механизация добычи угля, работа под землей остается опасной, тяжелой, а производительность труда относительно низкой.

Вместе с тем из-за ограниченных возможностей увеличения добычи угля подземным способом вследствие перехода горных работ на большие глубины и повышения сложности разработки угольных пластов в этих условиях особое место приобретают другие способы получения энергии угля, т.е. превращение угля на месте его залегания в горючий газ.

Идея подземной газификации залежей угля принадлежит Д.И. Менделееву, указавшему впервые на возможность избавить человека от тяжелого подземного труда путем химической переработки углей на месте залегания в газовое топливо. В 1888 г. после поездки в Донбасс им в основных чертах было сформулировано техническое осуществление способа подземной газификации угольных пластов: «Пробури в пласт несколько отверстий, одно из них должно быть предназначено для введения — даже вдувания воздуха, другое для выхода — даже вытягивания горючих газов, которые затем легко уже провести даже на далекие расстояния к печам». В дальнейшем эту идею развил английский ученый — химик У. Рамсей в 1912 г.

Газификация угля подземная — превращение угля в месте его залегания в горючий газ и вывод полученного в результа-

те неполного окисления угля горючего газа на поверхность для использования.

В основе процесса газификации твердого топлива — сложное многостадийное гетерогенное физико-химическое превращение твердого топлива в газообразное. При этом горение и газификацию необходимо рассматривать как единый процесс.

В процессе газификации угля выделяют две стадии. Первая стадия — термическое разложение, когда часть угля сгорает для обеспечения процесса теплом, т.е. из угля выделяется влага и летучие вещества и остается коксовый остаток. Вторая стадия — газификация, когда углерод коксового остатка реагирует с окислителями с образованием водорода, оксида углерода и других газов.

Главными продуктами реагирования кислорода с угольной поверхностью являются диоксид и оксид углерода:



Оксид углерода в присутствии кислорода частично сгорает до диоксида углерода:

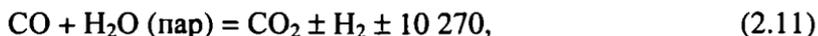


Одновременно некоторая часть диоксида углерода восстанавливается на раскаленной угольной поверхности до оксида углерода:



Газовые продукты, образующиеся по реакциям (2.4)—(2.7), реагируют между собой, а также вступают во взаимодействие с первичным углеродом топлива и окислителями (ккал/кг моль):





Различают в основном три вида генераторных газов: воздушный, смешанный и водяной. В воздушном генераторном газе содержится более 50 % негорючих составных частей — азота и углекислоты, поэтому он малопригоден для получения водорода и синтез-газа и используется как низкокалорийный энергетический газ. Чтобы получить газ с большим содержанием оксида углерода, который можно использовать в качестве синтез-газа, применяют так называемую реакцию водяного газа. В этом случае газогенераторный процесс протекает в два периода. В первый период в газогенератор подают воздух. При этом уголь сгорает до углекислоты и сильно разогревается, а образующийся газ отводится в атмосферу. Затем подачу воздушного дутья прекращают, и на раскаленный уголь, накопивший значительный запас тепла, подают водяной пар. При этом начинается реакция образования водяного газа, сопровождающаяся поглощением накопленного углем тепла.

Состав дутья является важнейшим управляющим фактором процесса протекания термохимических реакций. Применяется дутье обогащенной кислородом воздушной смесью, парокислородное дутье, в последнее время используется дутье водородом или полученным первоначально синтетическим газом с целью увеличить теплоту сгорания конечного продукта.

Конструкция подземных газогенераторов включает дутьевые и газоотводящие скважины, которые соединяются либо с помощью гидроразрыва, либо фильтрационной сбойки. После этого приступают к огневой проработке канала. Для этого нагнетают воздух в несколько скважин и после предварительной сушки прекращают нагнетание дутья в одну из скважин и зажигают угольный пласт. Размеры газогенераторов по простиранию и падению зависят от их производительности и качества газа. Диаметр дутьевых скважин составляет 250—300 мм, а газоотво-

дящих — не менее 300—400 мм. Расстояние между скважинами выбирается от степени выгазовывания угля. Для газоотводящих скважин оно колеблется от 50 до 60 м.

В состав технологической схемы станции подземной газификации входят четыре цеха — компрессорный, газогенераторный, очистки и охлаждения газа, транспортирования газа.

Среди общего разнообразия факторов, влияющих на процесс подземной газификации углей, одно из главных мест занимают горно-геологические факторы. К ним относятся следующие:

1. *Мощность* — увеличение мощности угольного пласта положительно влияет на показатель процесса подземной газификации за счет уменьшения удельных теплотерь на прогрев боковых пород.

2. *Зольность* — увеличение зольности угля уменьшает теплоту сгорания ПГУ и степень выгазовывания угольных запасов.

3. *Угол падения* — при наклонном и крутом падении более устойчив технологический процесс при достаточно высоком коэффициенте извлечения подготовительных запасов угля.

4. *Структура угольного пласта* — с уменьшением проницаемости ухудшается процесс сбойки скважин и газификации.

5. *Тектонические нарушения* — затрудняют подготовку и ведение процесса ПГУ, увеличивают утечки дутья и газа, снижают теплотворность газа, а также могут вызвать прекращение продвижения огневого забоя в зоне нарушения.

6. *Обводненность угольного пласта* — при избыточном поступлении подземных вод в зону газификации увеличиваются тепловые потери за счет нагрева воды и ее испарения. Чем выше естественная газопроницаемость углей, тем быстрее будут протекать процессы окислительных и восстановительных реакций.

7. *Величина напора подземных вод* — определяет давление и режимы проведения огневой фильтрационной сбойки скважин.

8. *Сдвигание земной поверхности* — при газификации мощных крутых пластов и относительно неглубоко залегающих

месторождений возможно нарушение герметичности подземных газогенераторов в процессе деформации толщи пород над выгазованным пространством.

Со временем зарождения подземной газификации углей построено шесть промышленных станций ПГУ — Подмосковная, Лисичанская, Шатская, Южно-Абинская, Ангренская и Каменская, на которых за время эксплуатации выработано свыше 35 млрд м³ газа.

Южно-Абинская станция «Подземгаз» в Кузбассе введена в эксплуатацию в 1955 г. Станция вырабатывала энергетический газ со средней теплотой сгорания 900—1000 ккал/м³. С начала эксплуатации по 1989 г. станция вырабатывала около 9,0 млрд м³ газа, который использовался на предприятиях г. Киселевска.

Принципиальная технологическая схема Южно-Абинской станции представлена на рис. 2.6.

В Моссбассе подземная газификация углей осуществлялась на Подмосковной и Шатской станциях «Подземгаз». Газификации подвергались Басовское, Гостеевское и Шатское бурогольные месторождения. Мощность угольных пластов 2—4 м, глубина залегания — 45—60 м. Вмещающие породы представлены глинами, песками и известняками. Угольные пласты либо безводны, либо прослойки песков были слабо обводнены. На участках, характеризующихся более сложными гидрогеологическими условиями, проводилось водопонижение путем откачки воды из специальных дренажных скважин.

В Донбассе подземная газификация осуществлялась на Лисичанской станции «Подземгаз». Газифицировались наклонные (38—60°) каменноугольные пласты мощностью 0,5—1 м на глубине 60—200 м. Угольный пласт водоносный, с напором 300—400 м над уровнем розжига. Кровля и подошва угольных пластов представлены водоупорными породами. В этих условиях осуществлялось предварительное снятие напора подземных вод и водоотлив через выгазованное пространство.

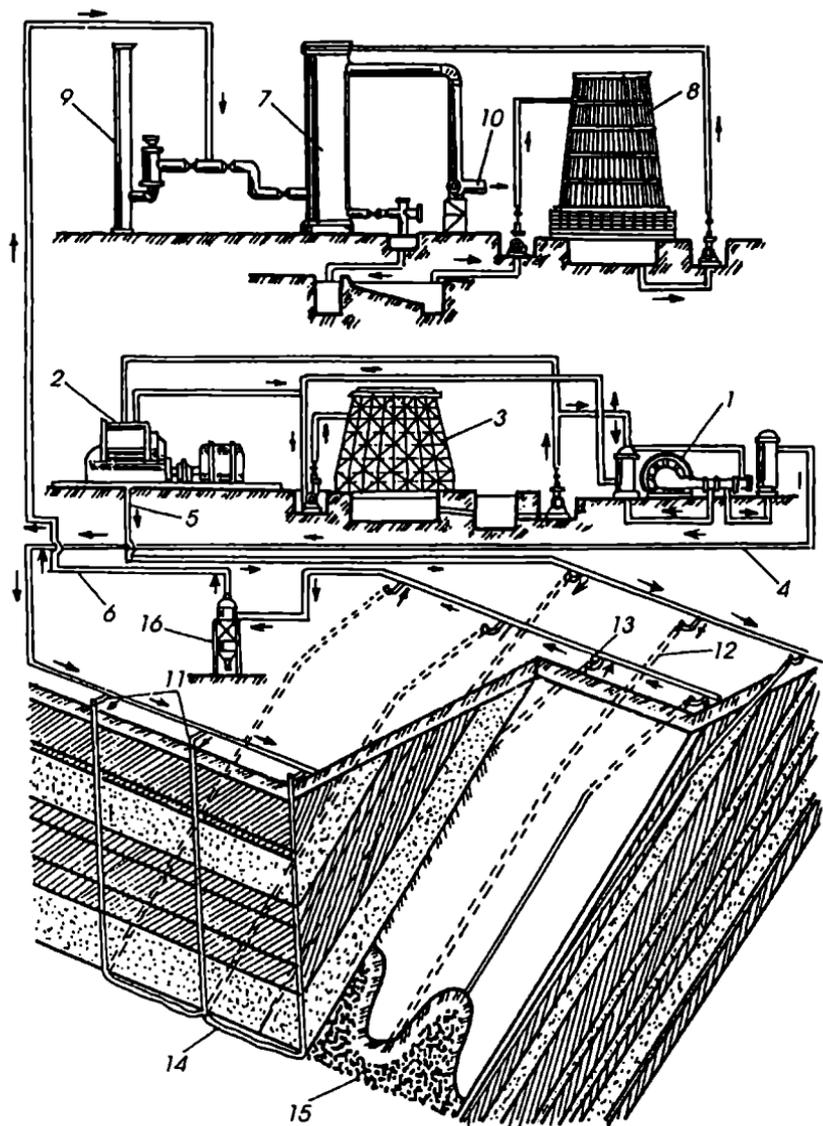


Рис. 2.6. Технологическая схема Южно-Абинской станции «Подземгаз»:
 1 — компрессор; 2 — турбовоздуходувка; 3 — цикл условно чистых вод; 4 — воздух на сбойку; 5 — воздух на газификацию; 6 — газопровод; 7 — скруббер; 8 — градирня; 9 — свеча; 10 — газ потребителю; 11 — вертикальные скважины; 12 — полевые скважины; 13 — наклонные скважины; 14 — сбосчный канал; 15 — выгорованное пространство; 16 — циклон

На Ангренской станции «Подземгаз» газифицируется бурогольный пласт пологого залегания мощностью 4—20 м на глубине 120—220 м. Характерным является низкая водообильность и проницаемость угольного пласта и вмещающих пород. Водопонижения не потребовалось. Производство синтез-газа на Ангренской станции продолжается более 25 лет при запасах угля для газификации 11,5 млн т.

За рубежом до второй мировой войны никакие практические работы по подземной газификации углей не проводились. После окончания второй мировой войны в ряде стран делались попытки повторить опыт СССР по ПГУ. Но ввиду бурного развития газодобывающей промышленности в 1950-е годы к началу 1960-х годов интерес к подземной газификации углей пропал. В последнее время в различных странах вновь возникает интерес к подземной газификации углей и горючих сланцев. Это обусловлено, с одной стороны, постепенным истощением геологических запасов нефти и природного газа, а с другой стороны — наличием практически неисчерпаемых разведанных некондиционных запасов углей. Подземная газификация углей также привлекает к себе внимание с позиции сохранения окружающей среды. Наибольшее внимание вопросам подземной газификации уделяется в США, ФРГ и Бельгии, где разработаны широкие программы производства низкокалорийного и высококалорийного газа путем ПГУ, в том числе и на больших глубинах с применением парокислородного дутья.

Большой вклад в разработку основных принципов подземной газификации углей на большой глубине вносит Национальный институт горно-добывающей промышленности Бельгии (г. Льеж).

Бельгийская программа предусматривает осуществление процесса газификации на воздушном дутье с последующим использованием низкокалорийного газа для выработки электроэнергии. Однако применение в процессе парокислородного дутья приведет к получению высококалорийного газа, пригодного для различных синтезов углеводородов.

Согласно программе Бельгии подземный газогенератор может быть заложен на глубинах от 600—700 м и ниже. Это обусловлено тем, что, начиная с глубины 600—700 м, глинистые и сланцевые породы под действием горного давления становятся пластичными. Последнее содействует уплотнению трещин, образовавшихся при смещении вышележащих пород в процессе выгазовывания угольного пласта.

Схема комплексного предприятия подземной газификации углей с электростанцией, работающей по комбинированному парогазовому циклу, представлена на рис. 2.7.

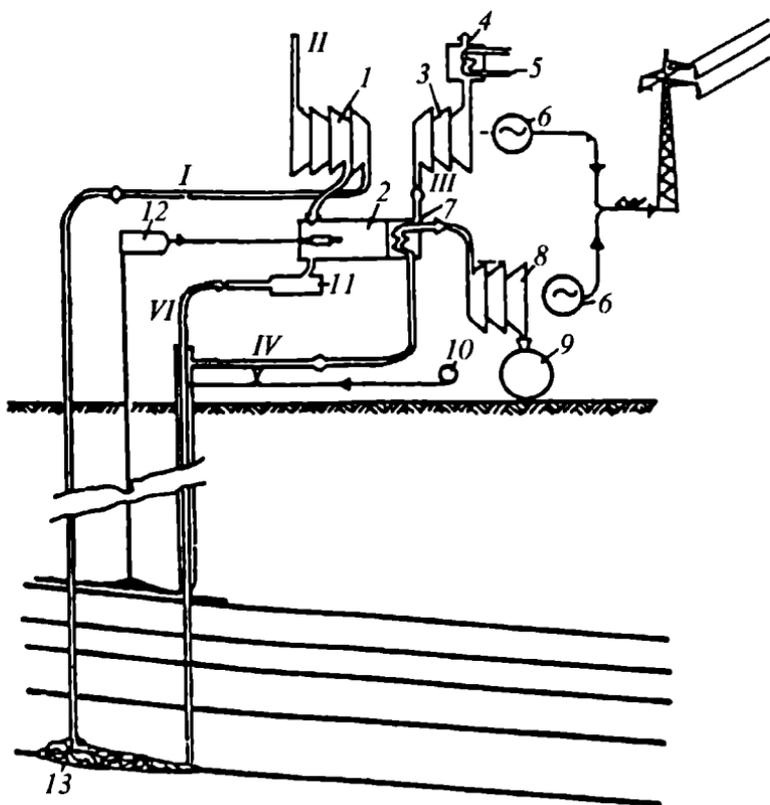


Рис. 2.7. Схема комплексного предприятия подземной газификации углей и электростанции

Воздух высокого давления *I* нагнетается в подземной газо-генератор *13*, заложенный на нижнем угольном пласте. Низкокалорийный газ *VI* отводится из газоотводящих скважин при температуре около 300 °С. Газоотводящие скважины имеют водяное охлаждение. Пар *IV*, получаемый после физического тепла газа, имеет температуру 220—250 °С.

Газ под высоким давлением поступает в установку *II* для очистки, а затем сжигается в камере сгорания 2 котла с топкой под давлением. Часть тепла идет на перегрев пара, поступающего из газоотводящих скважин, а отходящие газы с температурой 800—850 °С *III* направляются в газовую турбину 3. Отработанные газы с температурой около 400 °С поступают в экономайзер 5 или котел-утилизатор. Перегретый пар направляется в паровую турбину 8. Генераторы переменного тока 6, установленные на выходе газовой 3 и паровой 8 турбины, преобразуют механическую энергию в электрическую.

Программа ФРГ базируется на изобретении западно-германских ученых из университета Аахен. Согласно этому патенту в угольный пласт на глубине ниже 700 м нагнетают реагенты — кислород, воздух, водяной пар, углекислоту, водород, негашеную известь, а также различные сочетания из них. Реагент, фильтруя по мини-макротрещинам угольного пласта, реагирует с углем, а продукты реакции извлекаются из той же (ранее нагнетательной) или из соседних скважин. Этот «собираТЕЛЬный» патент включает все известные до сих пор теоретические способы газификации угля. Он не представляет никакой технологической новизны, или технической новизны, или технической рационализации процесса ПГУ, а преследует чисто коммерческие цели — закрыть все пути к патентам новых технологий ПГУ в других странах.

В США в конце 1960-х годов организовалось 11 рабочих групп для проведения работ по подземной газификации углей. Из них 8 финансируются государством и 3 группы — отдельными штатами и частными компаниями. Программы и задачи рабочих групп различны. Они включают лабораторные исследования, разработку моделей процесса, систем измерений, а также исследования в натуральных условиях.

Средства, затрачиваемые в США на проведение этих исследований, значительны. Так, на разработку ПГУ в 1976 г. предоставлено 21,5 млн долларов, в 1977 г. — 31,5 млн долларов. В ближайшие годы предполагается увеличение ассигнований до 68 млн долларов.

Имеются также сведения о проведении промышленных опытов по подземной газификации углей во Франции, где проведен опыт по гидравлическому разрыву угольного пласта на глубине 600 м.

Оценивая современное состояние подземной газификации углей за рубежом, следует отметить, что зарубежные программы работ рассчитаны примерно на 15—20 лет. Зарубежные специалисты полагают, что получение горючих газов из угля станет коммерческим. Добавим, что зарубежный промышленный опыт ПГУ повторяет пока опыты «Подземгаза», не добавляя к этому опыту существенно новых деталей.

Несмотря на несомненные достоинства метода подземной газификации угля (получаемый продукт удобен в применении, невысокие капитальные затраты на освоение производства, добыча угля ведется без присутствия людей и т.п.), присущие ему недостатки настолько серьезны, что для того, чтобы промышленное его применение стало реальным, необходим объем дополнительных исследований.

Недостатками современной технологии ПГУ являются низкая калорийность синтетического газа (такой газ может использоваться только как местное топливо с удалением от потребителей не более чем на 25—30 км), большие потери полезного ископаемого и сравнительно высокая стоимость полученного газа, а также низкие химический и энергетический КПД, составляющие соответственно 65—75 % и 35—40 %. Основные технико-экономические показатели работы станций «Подземгаз» приведены в табл. 2.1

Повышение теплоты сгорания газа является одной из основных задач подземной газификации, на которую влияют как горно-геологические, так и горно-механические факторы.

Таблица 2.1

Показатели	За 1956 г.	Всего с начала работы
Объем поданного дутья, тыс. м ³	89 197,5	121 963,6
Общий объем полученного газа, тыс. м ³	85 918,8	—
Состав газа, %:		
Н ₂	14,3	14,22
СО	14,2	14,84
СО ₂	12,0	11,24
Теплота сгорания газа, ккал/м ³	972	979
Количество выгазованного угля, т	24 067,6	32 348,5
КПД процесса, %	50,4	—
Выход газа, м ³ :		
из 1 м ³ дутья	0,96	—
из 1 кг угля	3,57	—
Утечка газа, %	31,0	—

Схемы подземных газогенераторов на Южно-Абинской станции «Подземгаз» были идентичны. Подготовка угля к газификации осуществлялась при помощи наклонных скважин, пробуренных по угольному пласту, через которые отводился газ. Для подачи дутья бурились полевые скважины. На первоначальный ряд были пробурены вспомогательные розжиговые вертикальные скважины (рис. 2.8).

Газогенератор был подготовлен методом гидроразрыва угольного пласта. Гидроразрыв производился, когда газоотводящие скважины были пробурены до уровня розжиговых скважин. При эксплуатации газогенератора наблюдалась потеря герметичности газоотводящих скважин из-за неудовлетворительной организации дренажных работ, при которой газогенератор был подтоплен и очаг горения перемещался близко к кондуктору. По этой причине, а также из-за слишком большой интенсивности газоотвода и высокого статистического давления в начальный период работы в газогенераторе наблюдалась эрозия — обгорание нижней части колонны, что приводило к прорывам газа.

Показатели работы газогенератора приведены в табл. 2.2.

Интенсивность процесса подземной газификации угольного пласта целесообразно определять напряженностью дутья на единицу поверхности вскрытого угольного пласта (по Е.В. Крейнину).

Таблица 2.2

Показатели	Данные
Объем поданного дутья, тыс. м ³	61183,1
В том числе воздушного дутья, тыс. м ³	20131,1
Содержание O ₂ в дутье, %	35,5
Масса выгазованного угля, т	21805
В том числе на воздушном дутье, т	5105,7
Объем полученного газа, тыс. м ³	50112,3
Состав газа, %:	
CO ₂	28,6
CO	4,43
H ₂	10,7
Теплота сгорания газа, Дж	2424
КПД процесса, %	39,2
Выход газа, м ³ :	
из 1 кг угля	2,29
из 1 м ³ дутья	0,82
Утечка дутья и газа, %	33,5

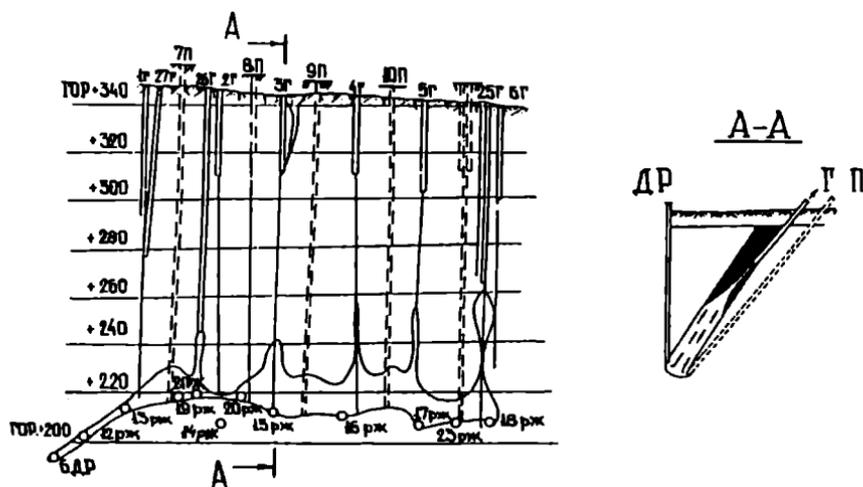


Рис. 2.8. Схема газогенератора № 5 Южно-Абинской станции «Подземгаз»: Г — газоотвод; П — нагнетание дутья; ДР — водоотлив; РЖ — розжиговые скважины

Тогда

$$H_{\text{усл}} = \frac{V}{hL} = \frac{V}{S}, \quad (2.13)$$

где $H_{\text{усл}}$ — условная напряженность дутья, $\text{м}^3/(\text{ч}\cdot\text{м}^2)$; V — расход дутья на газификацию, $\text{м}^3/\text{ч}$; h — мощность угольного пласта, м ; L — условная длина вскрытого угольного забоя, м ; S — истинная поверхность вскрытого угольного забоя, м^2 .

2.3.2. РАСЧЕТ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ГАЗА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВНОЙ СКОРОСТИ ПОТОКА

На основании исследований, проведенных на Лисичанской станции «Подземгаз» (И.Д. Юдиным и др.), установлена связь между процессом газообразования и характером газового потока в канале газификации при различном характере дутья газового потока. Так, в турбулентной области интенсивность почти пропорциональна скорости потока, а в ламинарной она мало зависит от нее.

Как известно, перемещение очага горения вдоль огневого забоя определяется тепловым балансом подземного газогенератора, где приход тепла является функцией интенсивности окисления углерода угля.

Отсюда следует, что главным средством интенсификации процесса газообразования является содержание кислорода в дутье либо наращивание расхода дутья, подаваемого на газификацию.

За величину условной линейной скорости W принимается скорость потока в канале, ограниченном с двух сторон угольными стенками, отстоящими друг от друга на какую-то величину b , и высотой канала, зависящей от мощности пласта.

В качестве третьей величины, характеризующей канал газификации, принимается суммарная длина угольной части наклонной скважины и канала гидроразрыва.

Следует иметь в виду, что действительная скорость может быть иной, но для качественной оценки интенсивности процесса

при предварительных расчетных данных можно пользоваться условной скоростью, которая учитывает мощность пласта, длину и ширину угольного канала. Она характеризует интенсивность процесса в конкретных горно-геологических условиях залегания пласта угля.

Для подсчета условной скорости потока необходимо знать истинный (приведенный) объем дутья газового потока при той или иной температуре и действительном статическом давлении.

Для расчетов температура в канале газификации принимается: при осуществлении процесса газификации на воздушном дутье — 1000 °С, а на дутье, обогащенном кислородом (до 35 %), — 1400 °С.

Действительное статическое давление определяется приближенно, как среднее арифметическое между давлением на головках дутьевой и газоотводящей скважин. При этом предполагается, что сечение канала в течение какого-то периода остается постоянным по всей его длине, а сам канал не заполнен обрушенными породами кровли.

При указанных допущениях условная линейная скорость потока в газификационном канале может быть определена из уравнения

$$W = \frac{V_{\text{пр.д}}}{3600S}, \text{ м/с}, \quad (2.14)$$

где $V_{\text{пр.д}}$ — приведенный объем дутья газовой смеси, проходящей через канал, м³; S — площадь поперечного сечения канала, м²;

$$S = bm, \quad (2.15)$$

где b — ширина канала; m — мощность угольного пласта.

Обозначим S через $\frac{V_{\text{выг.пр}}}{l}$, из уравнения (2.15) найдем

$$b = \frac{V_{\text{выг.пр}}}{lm}, \quad (2.16)$$

где $V_{\text{выг.пр}}$ — объем выгазованного пространства на момент расчета, м³; l — длина канала, м;

$$V_{\text{выг.пр}} = \frac{g}{\gamma}, \quad (2.17)$$

где g — масса выгазованного на день расчета угля, т; γ — плотность угля, т/м³.

Приведенный дутьевой поток подсчитываем по формуле

$$V_{\text{пр.д}} = V_0 \frac{760}{p_{\text{ст}}} \frac{273 + t_r}{273} \text{ м}^3, \quad (2.18)$$

где V_0 — объем дутья, подаваемого в скважину, при нормальных условиях; $p_{\text{ст}}$ — статическое давление на данном участке, мм рт. ст.; t_r — температура дутья газовой смеси, равная 1000 или 1400 °С в зависимости от концентрации в ней кислорода.

На основании экспериментальных данных, проверенных на Лисичанской станции «Подземгаз», установлена условная линейная скорость 0,1 м/с, при которой теплота сгорания газа была не ниже 1000 ккал/м³. Снижение расхода дутья ниже «предельного» приводит к уменьшению теплоты сгорания газа до 500—600 ккал/м³.

Расход дутья, при котором условная линейная скорость потока будет не менее 0,1 м/с, можно рассчитать заранее. Для этого по формуле (2.16) следует вычислить ширину канала газификации и задаться статическим давлением в подземном генераторе. На основании графика (рис. 2.9) определяем расход дутья, необходимый для поддержания условной скорости потока 0,1 м/с в угольном канале.

Дальнейшее увеличение условной линейной скорости до 0,2—0,4 м/с существенно не влияет на теплоту сгорания газа. Это показывает, что в данных условиях, по-видимому, устанавливается тепловое равновесие процесса, которое не может быть сдвинуто за счет простого наращивания расхода дутья.

На рис. 2.10 представлен график, характеризующий изменение теплоты сгорания от условной скорости потока в канале скважины генератора.

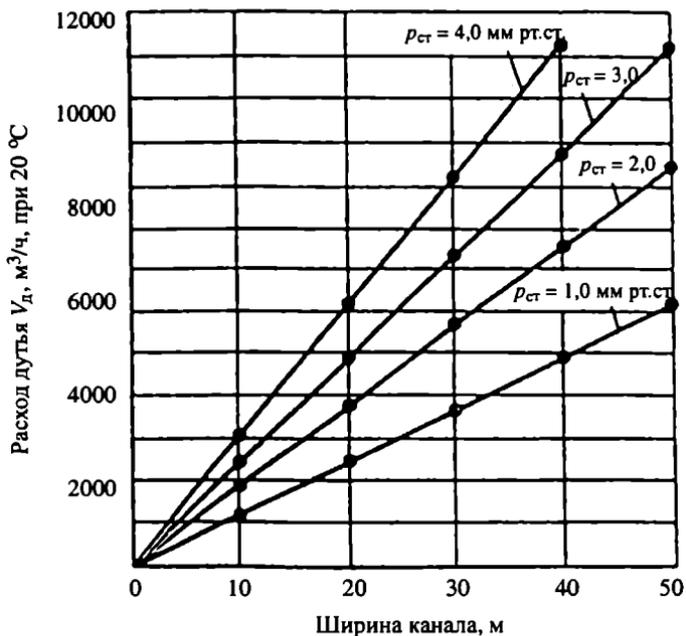


Рис. 2.9. Расход дутья, необходимый для поддержания условной скорости потока 0,1 м/с в угольном канале скважины

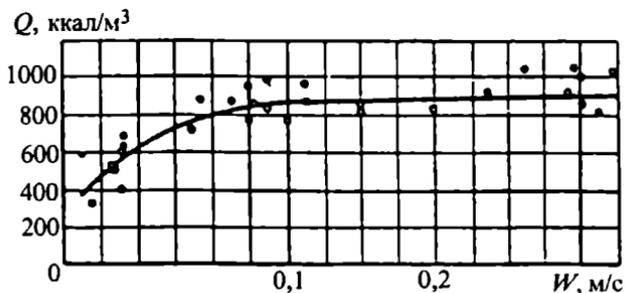


Рис. 2.10. Зависимость теплоты сгорания газа от условной скорости потока на участке скважины

Пример. Газифицируется угольный пласт мощностью $m = 0,78$ м, с плотностью $\gamma = 1,26$ т/м³.

Для обеспечения подачи дутья на газификацию в нижнюю часть угольного канала наклонной скважины на расстояние 11 м

от забоя, последней пробурена вертикальная (дутьевая) скважина. Газоотводящая скважина имеет общую длину 285 м, угольная часть ее 173,8 м, сечение канала 200 мм, длина кондуктора 61,1 м. Розжиг угольного пласта был произведен при непрерывной подаче дутья высокого давления. Огневая проработка угольного канала осуществлялась при давлении на головке дутьевой скважины $3,7 \text{ кг/см}^2$. В связи с обводненностью пласта генератор переведен на обогащенное дутье (38 % O_2). Давление на головке дутьевой скважины за сутки в среднем составило $3,3 \text{ кг/см}^2$, а на головке газоотводящей скважины — $0,78 \text{ кг/см}^2$. Следовательно, статическое давление в газогенераторе составило $2,04 \text{ кг/см}^2$. Расход дутья, подаваемого на газификацию, составил $2510 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($1 \text{ кгс/см}^2 = 10^5 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа}$).

Произвести расчет линейной скорости потока в канале газификации при различных значениях статического давления в газогенераторе и показать взаимосвязь этой величины с расходом дутья и теплотой сгорания газа.

Решение. Объем выгазованного пространства на данном участке

$$V_{\text{выг.пр}} = \frac{1337,5}{1,26} = 1060 \text{ м}^3,$$

ширина канала

$$b = \frac{1060}{174 \cdot 0,78} = 7,8 \text{ м.}$$

Площадь сечения канала газификации

$$S = 0,78 \times 7,8 = 6,09 \text{ м}^2.$$

Приведенный объем при $p_{\text{ст}} = 2,04 \text{ мм рт.ст.}$, температуре 1400°C (на обогащенном дутье) и расходе дутья $2510 \text{ м}^3/\text{ч}$ составит:

$$V_{\text{пр.д}} = 2510 \cdot \frac{760}{2930} \cdot \frac{273+1440}{273} = 5270 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Линейная скорость потока определяется следующим образом:

$$W = \frac{5270}{3600 \cdot 6,09} = 0,24 \text{ м/с.}$$

Согласно проведенному расчету и представленному графику линейную скорость потока можно уменьшить до 0,1 м/с, что не повлияет на теплоту сгорания газа.

2.3.3. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС ПОДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА

Тепловой баланс процесса подземной газификации угля выполнен на основании теоретических предпосылок и экспериментальных данных, полученных на Южно-Абинской станции «Подземгаз».

Расчет удельных объемов воздуха произведен по формуле Я.Л. Пеккера, при отсутствии данных по элементарному составу газифицируемого угля:

$$V_{c.в} = a' \frac{0,001Q_i^r + 25,1W_i^r}{4186}, \text{ нм}^3/\text{кг}, \quad (2.19)$$

где a' — опытный коэффициент, зависящий от марки угля (по Я.Л. Пеккеру): каменные угли — 1,10; бурые угли — 1,09; бурые угли Канско-Ачинского бассейна — 1,08; Q_i^r — низшая теплота сгорания рабочей массы угля, Дж/кг; W_i^r — влажность рабочей массы угля.

Коэффициент избытка воздуха для газа ПГУ определяется по формуле

$$\alpha = \left[1 - \frac{(21 - x')O_2'}{2100} \right] \times \frac{21}{21 - O_2' + 0,5CO' + 0,5H_2' + 1,5H_2S' + 2CH_4' + 3C_2H_4'}, \quad (2.20)$$

где x' — опытный коэффициент для расчета удельных объемов воздуха (по Я.Л. Пеккеру): каменные угли — 18,2; бурые угли — 19,4; O'_2 , CO' , H'_2 , H'_2S' , CH'_4 , $C_2H'_4$ — содержание в сухом газе ПГУ соответствующих горючих газов, % по объему.

Реальный выход сухого газа ПГУ определяется из выражения

$$V_{c.g} = V_{c.v} (\alpha + 0,01x' - 0,21) K_y, \text{ нм}^3/\text{кг},$$

где K_y — коэффициент, учитывающий утечки воздуха и зависящий от режима подачи воздуха в газогенератор, его технических характеристик и горно-геологических условий; $K_y < 1$ — определяется опытным путем.

Теплотехническая оценка эффективности извлечения энергии при подземной газификации угля — получение газа с максимальным содержанием химического тепла. Химический КПД процесса ПГУ определяется из выражения

$$\eta_x = \frac{Q_x V'_{c.g}}{Q_i}, \quad (2.21)$$

где Q_x — суммарная теплота сгорания горючих газов ПГУ, Дж/м³.

Пример. Произвести расчет теплового баланса процесса ПГУ. Участок газификации каменных углей характеризуется сложными горно-геологическими условиями. Мощность пласта составляет 8 м, а угол падения 60°, глубина залегания в пределах горного отвода станции составляет 50—350 м. Вмещающие угольный пласт породы — песчаники, алевролиты. Низшая теплота сгорания рабочей массы угля составляет $3 \cdot 10^7$ Дж/кг, а влажность рабочей массы находится в пределах 9 %. При подготовке газогенератора с поверхности на угольный пласт бурятся вертикальные и наклонные скважины, соединяются между собой гидроразрывом с последующей огневой проработкой канала. Абсолютный водоприток в зону газификации составляет 5 м³/ч. Теплота сгорания газа газификации $Q_{нг} = 4 \cdot 10^6$ Дж/м³. Экспериментальные данные, полученные на Южно-Абинской

станции «Подземгаз» по составу сухого горючего газа, следующие: $\text{CH}'_4 = 2,73 \%$; $\text{O}'_2 = 0,2 \%$; $\text{CO}' = 9,05 \%$; $\text{H}_2\text{S}' = 0,07 \%$; $\text{C}_2\text{H}'_4 = 1,03 \%$; $\text{H}'_2 = 14,5 \%$; $\text{N}'_2 = 56,73 \%$; $\text{CO}'_2 = 15,75 \%$.

Решение. Теоретический удельный объем сухого воздуха, подаваемого в блок сжигания для полного сгорания 1 кг угля:

$$V'_{\text{в.с}} = 1,1 \frac{0,001 \cdot 3 \cdot 10^7 + 25,1 \cdot 9}{4186} = 7,94 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Коэффициент избытка воздуха, необходимого на дожигание всех возможных в уходящем из подземного газогенератора газа:

$$\alpha = \left[1 - \frac{(21 - 18,2) \cdot 0,2}{2100} \right] \times \frac{21}{21 - 0,2 + 0,5 \cdot 9,05 + 0,5 \cdot 14,5 + 1,5 \cdot 0,07 + 2 \cdot 2,73 + 3 \cdot 1,03} = 0,567.$$

Реальный выход сухого газа ПГУ с 1 кг газифицируемого угля при $K_y = 0,95$

$$V_{\text{с.г}} = 7,94 \cdot (0,567 + 0,01 \cdot 18,2 - 0,21) \cdot 0,95 = 4,06 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Химический КПД процесса ПГУ

$$\eta_{\text{х}} = \frac{4 \cdot 10^6 \cdot 4,06}{3 \cdot 10^7} \approx 0,5413 \approx 54,1 \%$$

Однако в последнее время все шире отмечалось использование газов ПГУ для производства химического сырья (рис. 2.11).

Выделение сероводорода осуществляют с помощью поглотителя растворов этаноламинов, а из него получают элементарную серу по методу Клауса.

Для синтеза аммиака производится каталитическое превращение оксида углерода в диоксид углерода и водород.

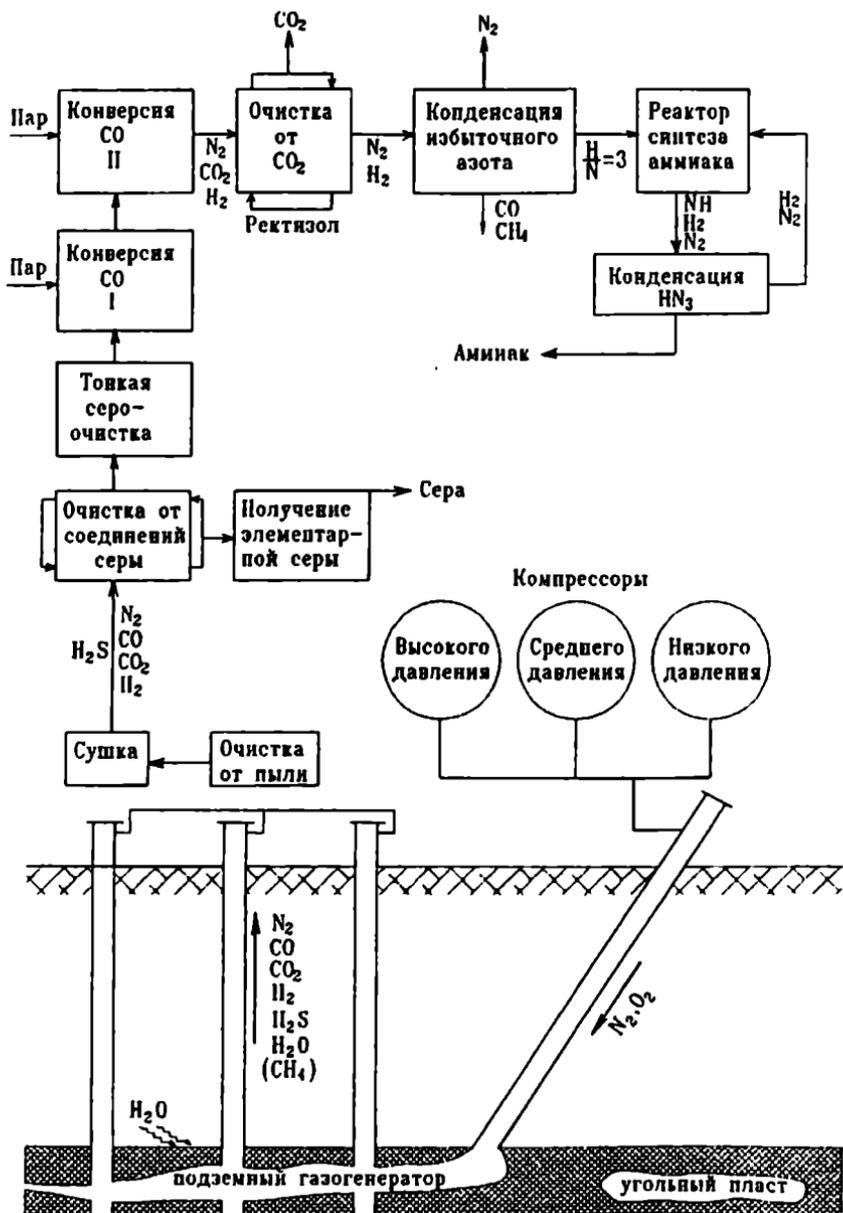


Рис. 2.11. Схема использования газов ПГУ для производства химического сырья

В ходе выполненных работ по подземной газификации были освоены в промышленных масштабах:

1) бесшахтная газификация бурогольных пластов мощностью от 2 до 22 м и глубиной залегания от 30 до 250 м, каменноугольных пластов мощностью от 0,6 до 10 м на глубинах от 40—50 до 400 м с соблюдением безопасных границ работы вблизи действующих шахт и угольных разрезов,

2) устойчивое получение с применением воздушного дутья энергетического газа при подземной газификации бурых углей с теплотой сгорания $3,55 \text{ МДж/м}^3$ и каменных соответственно $3,35—4,19 \text{ МДж/м}^3$ при выходе газа с 1 кг угля для бурых углей $2—3 \text{ м}^3$, а для каменных — $4—5 \text{ м}^3$.

В результате проведенных научно-исследовательских работ:

- ◆ разработаны и внедрены способы подготовки для газификации исходных каналов в угольном пласте;

- ◆ выявлены основные черты динамики газообразования, установлены основные закономерности этого процесса и связи этих закономерностей с горно- и гидрогеологическими условиями;

- ◆ разработаны и внедрены схемы газификации для месторождений бурых и каменных углей;

- ◆ установлено влияние ряда технологических, горно- и гидрогеологических факторов на процесс ПГУ;

- ◆ разработана технология бурения скважин для ПГУ;

- ◆ разработаны нормативы потерь угля при газификации кротопадающих пластов;

- ◆ разработаны временные критерии на подбор угольных месторождений для ПГУ и т. д.

Для получения газа ПГУ высокого качества при поточном методе необходимо:

- ◆ обеспечивать снижение потерь тепловой энергии из угольного канала в окружающую среду;

- ◆ увязывать продольные размеры подземного газогенератора с количеством подаваемого в него воздуха;

- ◆ поддерживать соотношения между продольными размерами зон обмена энергией в угольном канале и длиной этого канала на оптимальном уровне;

- ◆ свести к минимуму внешний водоприток в подземный газогенератор.

Задача сохранения российского приоритета в области подземной газификации угля и конкурентоспособности отечественной технологии на мировом топливном рынке требует значительного расширения и интенсификации работ в этой области.

2.4. ГИДРОГЕНИЗАЦИЯ

2.4.1. КРАТКИЙ ОБЗОР ПРОЦЕССА ГИДРОГЕНИЗАЦИИ

До конца 1960-х г. уголь являлся важным в мире источником получения энергии. Геологические запасы угля в мире превышают 10 трлн т, что составляет около 75 % общих запасов органического топлива. В соответствии с существующими оценками запасы каменных и бурых углей, пригодных для экономической добычи, составляют до 1 трлн т.

Для энергетического хозяйства наиболее предпочтительным сырьем является жидкое и газообразное топливо. Подавляющая часть моторного топлива для транспорта, энергетики и химической промышленности обеспечивается за счет добычи нефти.

При сохранении современного уровня потребления запасы месторождений нефти будут исчерпаны приблизительно через 50 лет. Дефицит жидкого углеводородного сырья и постоянно растущий спрос на моторное топливо будут требовать поиска альтернативных источников получения моторного топлива. Так как запасы твердого топлива во много раз превосходят запасы месторождений нефти, то основные методы производства его заменителей основаны на переработке угля.

Одним из возможных способов превращения угля в жидкое топливо является гидрогенизация угля. Научные основы технологии получения синтетического жидкого топлива из угля под высоким давлением водорода были разработаны в начале XX в. В.В. Ипатьевым, Н.Д. Зелинским, Ф. Бергиусом, Ф. Фишером.

Энергетический кризис в первой половине прошлого столетия заставил страны Европы решать проблему получения синтетического топлива из углей. Технология производства жидкого топлива из угля разрабатывалась в 1920-х г. в Германии. В 1927 г. концерном «И. Г. Фарбениндустри» было сдано в эксплуатацию первое промышленное предприятие по производству 100 тыс.т в год мо-

торного топлива из бурого угля. В дальнейшем в Германии было построено еще пять заводов по гидрогенизации бурого и каменного углей. Во время второй мировой войны 12 заводов Германии вырабатывали 5,5 млн т в год синтетического моторного топлива.

В связи с быстро растущим предложением и падением цен на нефтехимическое сырье в 1950—1960-х гг. производство жидких углеводородов из угля стало неэкономичным. В послевоенное время гидрогенизационные заводы были перемонтированы на переработку нефти и производство химических продуктов.

В настоящее время вопросами промышленного производства синтетического моторного топлива из угля занимаются ведущие страны мира — США, Япония, Германия, Австралия, ЮАР, Бразилия и др. В Бразилии и ЮАР построены промышленные предприятия, которые производят около 1,5 млн т моторного топлива в год. В США процесс гидрогенизации угля исследуется на опытных установках мощностью около 600 т/сут.

В Англии Национальное угольное бюро на экспериментальной базе «Snike Orchard» разрабатывает процесс термического растворения угля при температуре 425—450 °С. Растворителем являются высококипящие фракции жидких продуктов, образующихся в самом процессе.

Индийским центральным топливным институтом разработан в лабораторных условиях процесс совместной переработки угля и нефти с целью получения жидкого топлива и химических продуктов. Исследовались угли Северного Ассамаса с высоким содержанием витринита и водорода, в золе которых содержится много германия, катализирующего гидрогенизацию угля. Процесс проходит под давлением 200 МПа при температуре 430—440 °С в присутствии железного катализатора (2 %), растворителем являются высококипящие фракции, образующиеся в самом процессе.

В СССР в 1930-е г. были начаты научно-исследовательские работы по созданию технологии производства из угля жидкого топлива. В Харькове и Кемерово были проведены опытно-промышленные исследования, и в 1950-е годы производство синтетического жидкого топлива было осуществлено. Процесс

гидрогенизации угля проводился под давлением водорода 60 МПа, а переработка продуктов в синтетический бензин осуществлялась под давлением 30 МПа. Работы по гидрогенизации угля были прекращены, так как стоимость произведенного синтетического жидкого топлива значительно выше по сравнению с бензином, полученным из нефти.

В России Институтом горючих ископаемых (ИГИ) разработана технология переработки угля в жидкое топливо. Применение органических добавок и активного катализатора позволило осуществить процесс гидрогенизации под давлением 10 МПа и относительно невысоком расходе водорода.

Превращение органической массы угля достигает около 90 %, а выход жидких продуктов составляет 90—95 %. Основным продуктом переработки является высококачественное жидкое топливо. Блок-схема процесса приведена на рис. 2.12.

2.4.2. ТРЕБОВАНИЕ К ИСХОДНОМУ СЫРЬЮ

Для осуществления процесса подземной газификации и подземного сжигания угля могут быть использованы забалансовые запасы угля некондиционных пластов и неизвлеченных традиционными способами, а для гидрогенизации пригодны малозольные и легкообогащенные угли невысокой стадии метаморфизма. Легкость переработки в условиях гидрогенизации снижается в следующей последовательности — бурые угли, каменные угли, антрацит.

Для гидрогенизационной переработки пригодны угли определенных стадий метаморфизма: от бурых до газовых, неокисленные с содержанием фюзинита до 5 % и минимальных примесей не более 10 %. В качестве сырья для производства жидкого моторного топлива необходимо использовать угли, содержащие 65—85 % углерода, около 5—6 % водорода, не более 25—30 % летучих веществ на органическую массу и золы около 10 % для молодых бурых углей и 6 % для каменных углей. Следовательно, при разработке технологии получения синтетического моторного топлива из угля важнейшим вопросом является изучение сырьевой угольной базы. О пригодности различных углей к

гидрогенизации решают по степени превращения органической массы угля и выходу жидких продуктов.

В табл. 2.3 дана характеристика углей и результаты проведенных исследований А.А. Кричко.

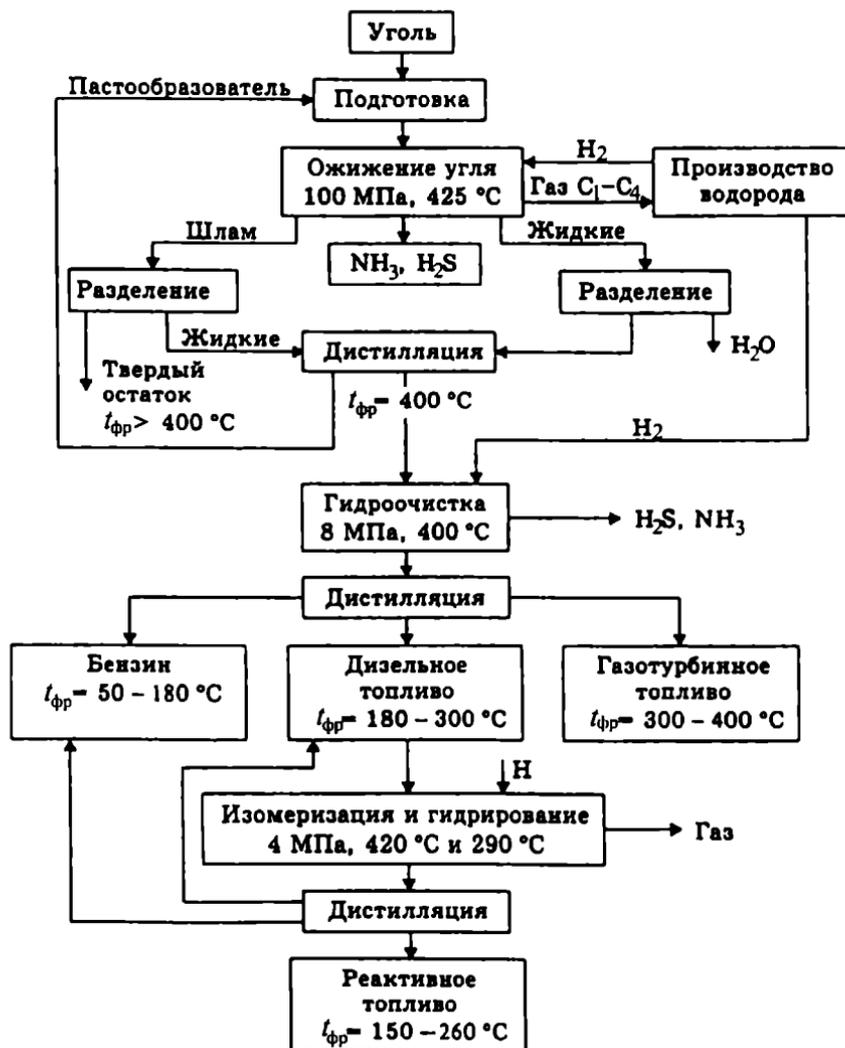


Рис. 2.12. Принципиальная схема получения моторного топлива из угля методом ИГИ

Важнейшую роль в образовании растворимых продуктов в процессе гидрогенизации угля играют «мостиковые связи» (водородные, кислородные, калорийные) между фрагментами угля, т.е. расщепление и присоединение водорода по месту разрыва. Следовательно, для принятия решения о пригодности углей для процесса гидрогенизации необходимо знать их химические свойства и структуру ОМУ.

Таблица 2.3

Характеристика углей месторождений СНГ и результаты их гидрогенизации под давлением 10 МПа

Месторождение, разрез, шахта	Зола A^d , %	Содержание летучих, %				Сера S^d , %	Содержание витринита, %	Превращение ОМУ, %	Выход жидкох, %
		V^{daf}	C^{daf}	H^{daf}	N^{daf}				
Канско-Ачинский буровугольный бассейн:									
Ирша-Бородинское	7,3	48,8	71,4	4,6	0,8	0,2	98,8	89,0	85,4
Березовское	4,9	47,7	71,3	4,9	0,6	0,3	96,0	88,3	72,4
Абанское	8,4	46,9	72,3	5,0	1,0	0,6	86,0	92,5	72,9
Кузбасс:									
Грамотеинский разрез	3,9	42,7	79,9	5,2	2,4	0,3	90,0	88,8	78,4
Шахта им. 7 ноября		5,7	42,0	81,9	5,5	2,4	0,3	91,0	92,1
Месторождения Узбекистана:									
Ангренское Разрез «Ангренский», Шахта № 9	14,0	33,0	73,5	4,0	Н.д.	1,9	Н.д.	Н.д.	Н.д.
Шаргуньское Шахта «Шаргуньская»	21,0	35,0	73,5	3,9	То же	1,9	Н.д.	То же	То же
Байсунское Шахта «Байсунская»	25,0	25,0	88,2	4,7	—»—	0,7	37,0	—»—	—»—
	21,0	15,0	92,6	4,3	—»—	0,7	29,0	—»—	—»—

2.4.3. ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СПОСОБ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОГЕНИЗАЦИИ УГЛЯ

В основу геотехнологического способа подземной гидрогенизации угля положены научные исследования, проведенные Институтом горючих ископаемых (ИГИ), и промышленная технология производства жидкого топлива из угля в подземных реакторах, а также научные исследования ДГИ, геотехнологический способ извлечения угля, основанный на его гидрогенизации.

По данным ИГИ оптимальным сырьем является неокисленные бурые угли Канско-Ачинского угольного бассейна и каменные угли марок Д, Г Кузбасса.

В отечественной и мировой практике процесс гидрогенизации был осуществлен в подземных реакторах, а реализации геотехнологического способа подземной гидрогенизации угля в мировой практике в настоящее время нет.

Геотехнологический способ подземной гидрогенизации угля, как способ разработки мощных крупных угольных пластов (особенно в замках складок), ведется без присутствия человека под землей, а переработка угля осуществляется на месте его извлечения в жидкое топливо и откачкой его на поверхность по скважинам. Схема процесса гидрогенизации показана на рис. 2.13.



Рис. 2.13 Схема процесса гидрогенизации

В связи с тем, что процесс гидрогенизации угля ведется под большим давлением, вскрытие угольного пласта и подготовка подземного реактора производится с поверхности, с помощью вертикальных и наклонных скважин. Схема подземного гидрогенизационного реактора показана на рис. 2.14.

Процесс подземной гидрогенизации угля ведется в следующей последовательности:

1. Изучение горно-геологических условий залегания угольного пласта.
2. Бурение скважин на угольный пласт.
3. Химический и петрографический анализы пригодности угля для гидрогенизации.
4. Закачка жидкой взрывчатки.
5. Камуфлетное взрывание с целью дробления.
6. Закачка жидкой взрывчатки, катализатора и пастообразователя (тяжелые фракции нефтепродуктов).

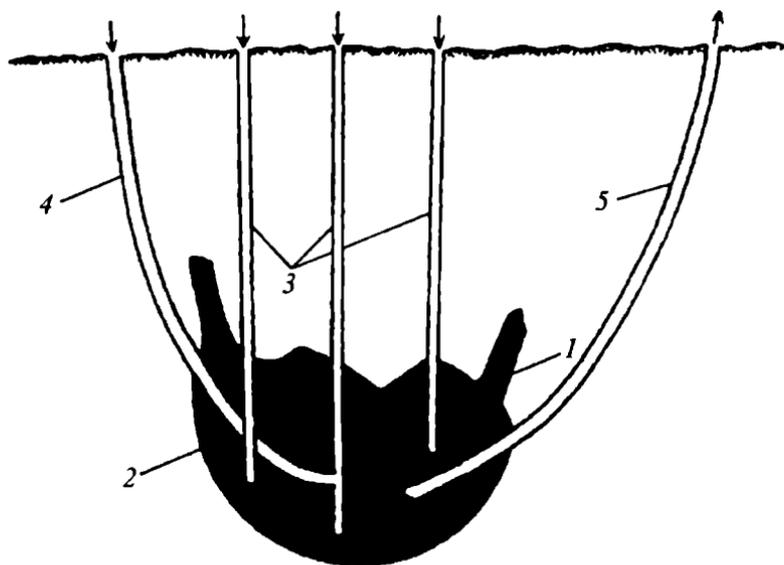


Рис. 2.14. Схема подземного гидрогенизационного реактора:

1 — синклиналичная складка крутого угольного пласта; 2 — гидрогенизационный реактор; 3 — скважины для закачки жидкой взрывчатки, катализатора и пастообразователя; 4 — скважина для подачи водорода под давлением 10 МПа; 5 — продуктивная скважина для отработки синтетического жидкого топлива

7. Камуфлетное взрывание с целью диспергирования угля и смешивания его с катализатором, нанесение донора водорода на угольную поверхность.

8. Получение пастообразователя и его разогрев токами высокой частоты.

9. Процесс ожигения углемасляной пасты.

10. Подача в подземный реактор водяного пара под давлением 10 МПа.

11. Откачка синтетического жидкого топлива.

Вредные технологические факторы при подземной гидрогенизации угля:

1. Прорыв газов, находящихся в подземном реакторе под давлением.

2. Возможность взрыва водорода — максимально допустимое содержание водорода в воздухе 0,5 %.

3. Разгерметизация устья подводящих скважин, по которым подается водород.

4. Разгерметизация устья продуктивных скважин, по которым выдается смесь жидких и газообразных продуктов гидрогенизации.

5. Возможность появления газа с высоким содержанием оксида углерода.

6. В связи с высоким превращением ОМУ в жидкую фазу и откачкой ее на поверхность возможно сдвижение пород и разгерметизация реактора.

2.5. ПОДЗЕМНОЕ СЖИГАНИЕ УГЛЯ

2.5.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ТЕХНОЛОГИИ ПСУ

В настоящее время добыча угля в России осуществляется преимущественно подземным способом. С переходом на глубокие горизонты условия разработки угольных пластов ухудшаются, что сопровождается снижением технико-экономических показателей. Несмотря на огромные усилия по разработке средств комплексной механизации очистных работ, производительность труда остается низкой, а условия труда, вследствие большой газоносности пластов и высокой температуры, значительного пылеобразования и других отрицательных факторов, остаются тяжелыми.

Негативным фактором является высокий уровень потерь запасов угля, которые не могут быть добыты в настоящее время традиционными способами по технологическим и экономическим соображениям. Это связано в основном с высокой нарушенностью, пожароопасностью, выбросоопасностью и обводненностью месторождений.

Одним из способов геотехнологической отработки угольных пластов является способ подземного сжигания углей (ПСУ), предусматривающий отработку брошенных в шахтах запасов угля при всасывающем способе подачи воздуха в очаг горения с получением на поверхности тепловой энергии, разработанный в МГИ под руководством академика В.В. Ржевского.

Подземное сжигание угля (ПСУ) — технология, предусматривающая доработку путем сжигания оставленных в недрах после традиционной технологии запасов угля и получение на поверхности различных видов энергоносителей: горячей воды, пара, а на их основе электроэнергии.

Технология ПСУ как производственный процесс включает вскрытие, подготовку, розжиг и ввод в эксплуатацию подземного теплогазогенератора, управление процессом сжигания для обеспечения наибольшей полноты сгорания угольных блоков и стабильной работы в отношении тепловой мощности.

Область применения технологии подземного сжигания угля: запасы технологических целиков, оставленных в недрах на закрытых шахтах или отработанных горизонтах; запасы, оставленные ввиду особой сложности их разработки (нарушенные, пожароопасные пласты, выбросоопасные и удароопасные зоны на отработанных шахтопластах); запасы, отнесенные к забалансовым по качеству, мощности или геологическим условиям.

Утилизация физического тепла, извлекаемого из угля, производится с помощью теплообменных аппаратов, работающих в широком диапазоне температур: высокотемпературном (600—800 °С), среднетемпературном (400—600 °С) и низкотемпературном (150—400 °С). В зависимости от температуры исходящего газа могут быть получены горячая вода, пар, электроэнергия (рис. 2.15).

Технология ПСУ полностью исключает присутствие людей под землей в процессе эксплуатации участков, что важно в экологическом и социальном аспекте. Наличие оставленных в недрах запасов угля во всех регионах страны и их полезное использование существенно расширяет базу малой энергетики.

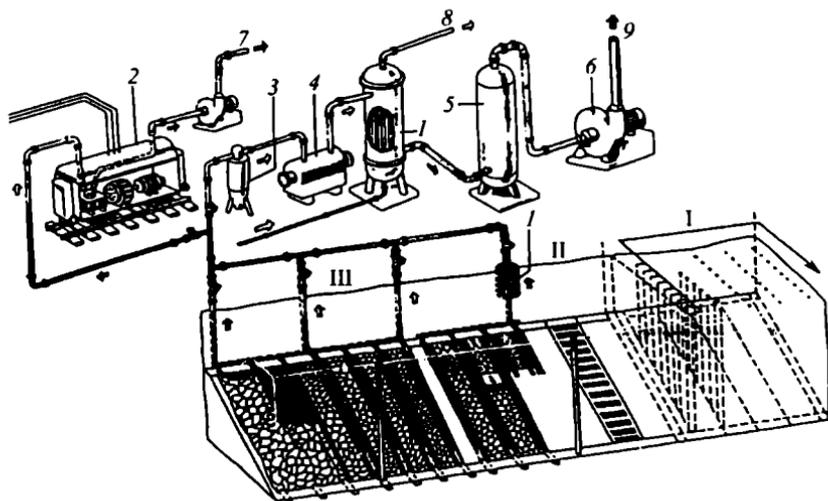


Рис. 2.15. Горно-энергетическое предприятие подземного сжигания угля:
 I — участок предварительной дегазации; II — участок добычи угля традиционным способом; III — подземное сжигание по системе «углегаз»; 1 — теплообменники; 2 — турбовагон; 3 — оборудование механической очистки; 4 — оборудование химической очистки; 5 — оборудование очистки дымовых газов; 6 — дымосос; 7 — генераторный газ; 8 — холодная вода; 9 — дым

2.5.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ПОДГОТОВКИ ОТРАБОТАННЫХ УЧАСТКОВ К ПОДЗЕМНОМУ СЖИГАНИЮ

На первом этапе разработки технологических схем использования их для подземного сжигания угля доминирующим фактором было максимальное использование уже имеющихся на участке горных выработок, что позволяет с наименьшими затратами осуществлять применение технологии. Одним из первоначальных вариантов была принципиальная схема, представленная на рис. 2.16.

В соответствии со схемой *I* горение угля предполагалось осуществлять по штрекам *1* и *2* на всю длину столба.

Анализируя схему *I*, можно видеть, что при начальных скоростях воздуха $V = 2+4$ м/с отсутствуют условия, при которых возможна аккумуляция тепла в 1-м блоке, т.е. распространение пойдет по всей длине выработки. В этом случае возможно развитие огневого забоя под входящей скважиной и основная масса угля останется невыгоревшей.

С целью создания лучших условий аккумуляции тепла в 1-м блоке предложены схемы *II*, *III*. В схеме *III* розжиг осуществляется с помощью ВМП, который подает необходимое количество воздуха в тупиковую часть выработки, при этом большая часть тепла аккумулируется в первом блоке. В обеих этих схемах вынос теплоносителя (продуктов сгорания) осуществляется по штреку № 2.

Отличие схем *IV*, *V* заключается в том, что в период розжига развитие огневого забоя идет по всему контуру 1-го блока, что ускоряет время его сгорания. После прогорания перемычки огневой забой снова может распространяться аналогично вышесказанному, но уже вокруг 2-го блока. Таким образом, при соответствующем управлении скоростью движения окислителя сгорание угля осуществляется поблочно.

Анализируя схемы *I-V*, можно видеть, что все они обладают одним общим и наиболее существенным недостатком: при сжигании всех блоков необходимо весь воздух для горения угля подавать через всю длину выработанного пространства.

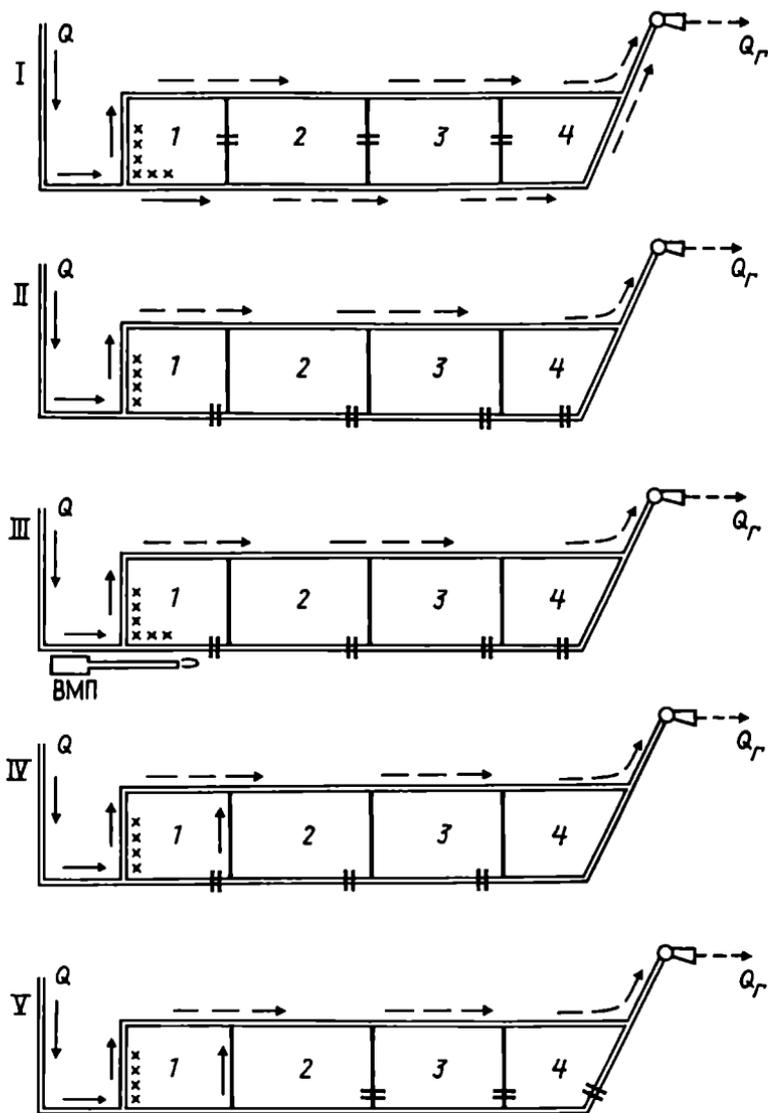


Рис. 2.16. Схемы подачи воздуха на участок «углегаз»

Его сопротивление растет, при этом значение депрессии, развиваемое дымососом, возрастает, а количество газов резко снижается. Практически это означает, что для определенного типа дымососа, в зависимости от его мощности, существует

предельный размер длины блока угля, который может быть сожжен с его помощью.

Еще большим недостатком обладают схемы, в которых предусматривается рассредоточенная подача воздуха. Например, схема, в которой для рассредоточенной подачи воздуха используются переключки в сбоях с разным сечением вентиляционных окон.

Анализ схемы показывает, что она представляет собой диагональное соединение, при котором подача воздуха по сбоям вообще не будет осуществляться. Схемы такого типа крайне неустойчивы в управлении, т.е. при изменении сечения в одном из мест (например, при выгорании) все воздухораспределение меняется. Это может привести к выгоранию угля участками или к развитию очагового сгорания в нежелательных местах. Недостатком этой схемы является также и то, что при ее реализации стоимость подготовительных работ значительно возрастает.

Неуправляемость горения угля может быть причиной возникновения очагов горения в газоотводящих выработках и при стволах, что может являться причиной выхода их из строя.

Таким образом, анализ проведенных схем вентиляции участков «углегаз» показывает, что им свойственен общий недостаток:

- ◆ увеличение депрессии и снижение расхода теплоносителя в период эксплуатации участка;
- ◆ неуправляемость вентиляционной схемой участка.

Следует рассмотреть возможность использования схем вентиляции участков «углегаз» с использованием двух дымососов, один из которых работает в бутерном режиме, т.е. на нагнетание.

На рис. 2.17, а представлена принципиальная схема работы дымососов в этом режиме.

Использование таких схем может быть осуществлено только в случае одинаковой по производительности и развиваемой депрессии дымососов. Если их характеристики отличаются, один из них будет являться дополнительным сопротивлением, что приведет к снижению общей депрессии и расхода газа при увеличении затрат на электроэнергию. В этом случае становится очевидной нецелесообразность их экономического использования.

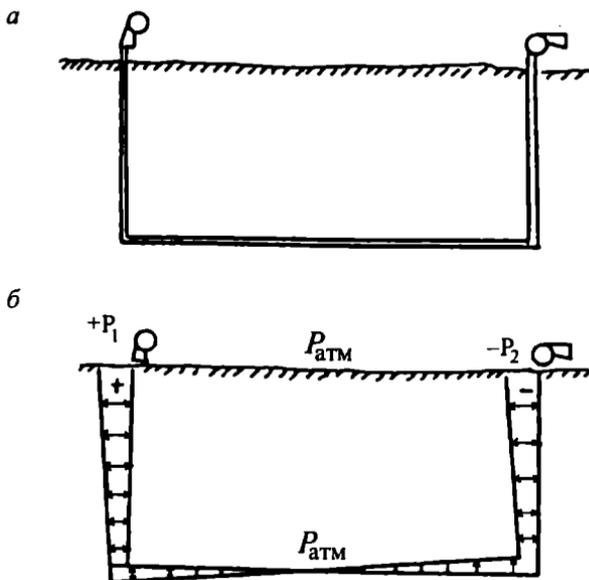


Рис. 2.17. Принципиальная схема работы дымососов:

а — условная схема с двумя дымососами; *б* — распределение давления на участке

При равенстве характеристик дымососов существуют преимущества их использования, и прежде всего в том, что возможно использование в вентиляционной сети участка менее мощных и дорогостоящих дымососов.

Следует учитывать, что бутерное использование дымососов ограничивает область их применения, т.к. при их работе существует участок выработанного пространства с давлением, большим и равным атмосферному (рис. 2.17, б). И если участок «углегаз» будет эксплуатироваться рядом с действующей шахтой, имеющей свою вентиляцию, возможно проникновение вредных газов в действующие горные выработки этой шахты.

В ряде проектов вентиляции участка «углегаз» планируется использование трех и более дымососов на одну вентиляционную сеть. Дымососы предполагается установить на флангах шахтного поля.

Анализ этой схемы показывает, что она является сложным диагональным соединением, а наличие в ней трех источников тяги делает ее вообще неуправляемой.

На рис. 2.18 представлены схемы отработки участка «углегаз» обратным ходом. Особенностью схемы VI является то, что воздух поступает по стволу I и, омывая огневой забой, уже в виде теплоносителя поступает по штреку на газоотводящий ствол. Связь между воздухоподающими и газоотводящими выработками исключается с помощью огнестойких перемычек.

Отличием схемы VII, представленной на рисунке, является то, что при этой схеме возможно получение тепла от двух огневых забоев (1, 2), которые работают параллельно.

Схема VIII допускает большие возможности управления процессом горения огневых забоев путем уменьшения подачи воздуха по соответствующему стволу.

Все три схемы, представленные на рис. 2.18, обладают тем достоинством, что независимо от длины столба угля, отрабатываемого по технологии «углегаз», депрессия и расход газов будут постоянными. Это обеспечивается тем, что длина огневого забоя будет практически постоянной и определяется шириной блока между оконтуривающими выработками.

Эти схемы обеспечивают более полное выгорание угля в нарезанном блоке, а также плавную посадку кровли вслед за продвижением огневого забоя.

На настоящем этапе исследования технологии «углегаз» еще нет достоверных сведений о количестве окислителя, т.е. воздуха, которое обеспечивает удержание огневого забоя в заданных пределах по длине выработки. При избытке окислителя возможен уход огневого забоя к стволу, что может вызвать преждевременную нагрузку не только газоотводящих выработок, но и самого продуктивного ствола. Обратная картина может наблюдаться при недостатке окислителя. В этом случае огневой забой может пойти навстречу кислороду, т.е. к воздухоподающим выработкам. В том и другом случае это является аварийной ситуацией.

Возможность такой ситуации при использовании схем VI, VII, VIII не исключена, хотя и с меньшей вероятностью, чем при других схемах.

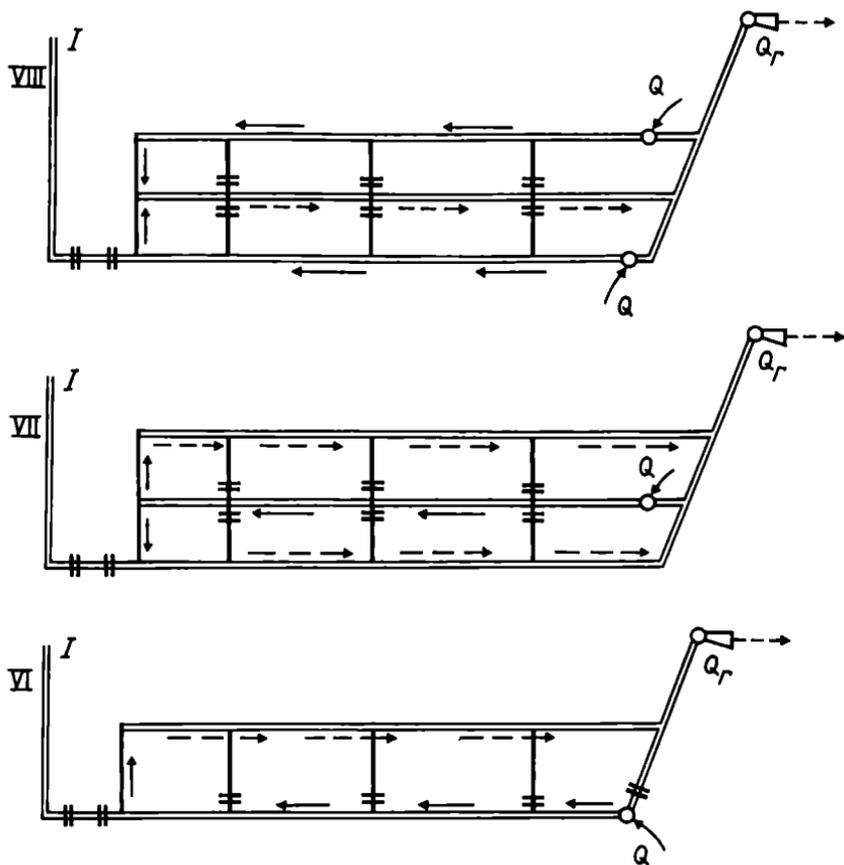


Рис. 2.18. Схемы отработки участка «углегаз» обратным ходом

На рис. 2.19 представлены схемы, исключая вышеотмеченные недостатки. Особенностью схем является то, что газоотводящие выработки с определенным шагом соединены с помощью скважин (стволов) с наземным газовым коллектором. Такие же скважины и с таким же шагом имеют воздухоподающие выработки. Все скважины имеют возможность регулировки расхода газа или воздуха.

Работа схем принципиально отличается от вышеприведенных, более того, при наличии регулирующих устройств на скважинах 1—6 можно полностью управлять процессом горения. Например, при открытых регуляторах 1 и 4 и всех остальных закрытых воздух

поступает через скважину 4 к огневому забою Q_r . Далее теплоноситель (открыт регулятор 1) попадает через эту скважину, через наземный коллектор к дымососу. При этом, т.к. скважины 1 и 2 закрыты, горячие газы не попадают в эти выработки до конца отработки блока и они не будут подвергаться термическому и коррозионному воздействию. В случае увеличения скорости подачи воздуха или его снижения выход области горения блока за скважины 1, 4 исключен. После полного выгорания этого блока, при открытии скважин 2 и 5 и закрытии 1, 4, процесс повторится, но в контурах следующего блока.

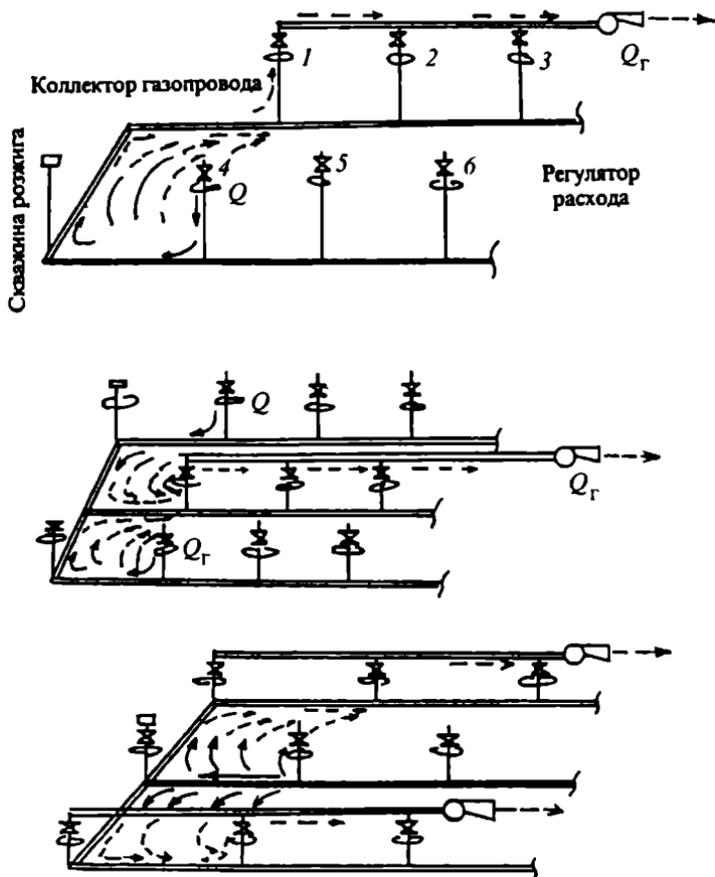


Рис. 2.19. Рациональные схемы подачи воздуха

Таким образом, эта схема позволит полностью управлять процессом горения угля на данном блоке.

2.5.3. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС ПСУ

Тепловой баланс зоны горения, системы выработок (скважин) и поверхностного комплекса (ПТК) можно представить уравнением

$$Q_{\text{гy}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{пн}} + Q_{\text{пнк}} + Q_{\text{от}}, \quad (2.22)$$

где $Q_{\text{гy}}$ — тепло, выделяемое при сгорании 1 т угля в недрах, ГДж; $Q_{\text{пол}}$ — удельное полезное физическое тепло, получаемое на выходе из ПТК в виде горячей воды или водяного пара, ГДж/т; $Q_{\text{пн}}$ — удельные потери тепла в недрах, ГДж/т;

$$\Sigma Q_{\text{пн}} = Q_{\text{пор}} + Q_{\text{исп}} + Q_{\text{пр}}, \quad (2.23)$$

где $Q_{\text{пор}}$, $Q_{\text{исп}}$ и $Q_{\text{пр}}$ — удельные потери тепла соответственно на нагревание вмещающихся пород, испарение влаги и нагревание породных прослоек с рассеянной минеральной частью угольного пласта, Дж/т.

Главная задача — сведение к минимуму потерь:

$$(Q_{\text{пн}} + Q_{\text{пнк}} + Q_{\text{от}}) \rightarrow \min. \quad (2.24)$$

В экспериментальных работах на шахте задачу решали, размещая ПТК непосредственно у продуктивных скважин на поверхности и создавая низкотемпературный напор в поверхностном теплопреобразовательном комплексе.

Опыт ПГУ и теория горения угля показывают, что для сжигания 1 м³ углеродного вещества требуется 8—10 м³ воздуха, что позволяет рассчитать расход его на участке $Q_{\text{уч}}$ при заданной суточной производительности q :

$$Q_{\text{уч}} = (10 \dots 12) q / 86400. \quad (2.25)$$

Депрессию тягодутьевого комплекса определяют по формуле

$$h_{\text{уч}} = \Sigma h_{\text{гв}} + h_{\text{вп}} + h_{\text{нтк}}, \quad (2.26)$$

где $h_{\text{гв}}$ — максимальная депрессия сети выработок, воздухоподводящей и продуктивной (газоотводящей) скважин, Па; $h_{\text{вп}}$ — максимальная депрессия выработанного пространства, Па;

$$h_{\text{вп}} = R1 * Q_{\text{уч}} + R2 * Q_{\text{уч}}, \quad (2.27)$$

где $R1*$ — линейное аэродинамическое сопротивление фильтрующей части выработанного пространства, Н·с/м⁵; $R2*$ — квадратичное аэродинамическое сопротивление той же зоны, Н·с²/м⁸; $h_{\text{нтк}}$ — максимальная депрессия наземного технологического комплекса, Па.

Экспериментальная проверка технологии ПСУ проводилась на закрытых шахтах № 1 «Острый» ш/у «Кураховское» ПО «Селидовуголь», «Кирсевская-3» ш/у «Владимировское» ПО «Тулауголь» и станции «Подземгаз» ПО «Киселевскуголь».

Горно-геологическая характеристика и технико-экономические показатели работы экспериментальных участков технологии ПСУ приведены в табл. 2.4 и 2.5.

Расчет тепловой мощности участка ПСУ.

Теоретическое количество воздуха, необходимое для сжигания 1 кг угля, определяется по формуле Д.И. Менделеева:

$$V^{\circ} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{900}, \text{ нм}^3/\text{кг}, \quad (2.28)$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания на рабочую массу.

Количество угля, сгораемого в 1 с,

$$Q_{\text{у}} = \frac{Q_{\text{воз}}}{V^{\circ}}, \text{ кг/с}, \quad (2.29)$$

где $Q_{\text{воз}}$ — расход воздуха, нм³/с.

Характеристика экспериментальных участков технологии подземного сжигания угля

Наименование экспериментального участка	Объект для проведения натурного моделирования (запасы угля объекта)	Техническая характеристика угля					Горно-геологические условия				Апробируемая технологическая схема
		марка и теплота сгорания, ккал/кг	влажность, %	зольность, %	выход летучих, %	содержание серы, %	глубина залегания, м	мощность пласта, м	угол падения пласта, град	обводненность, м/ч	
Подмосковный угольный бассейн, шахта «Киреевская-3» ПО «Тулауголь»	Одиночный пласт С ₁ (целик 43) (459 тыс. т)	Б2 2500	До 33	27,6 + 46,23	37,2 + 46,6	1,4 + 2,4	50	1,3 + 3,5	0 + 5	1,5 + 15	Шахтная и комбинированная
Донецкий бассейн, шахта № 1 «Острый» ПО «Селидовуголь»	Сближенные пласты М ₂ и М ₃ (472 тыс. т)	Д 6245	11,8	5,16	53,4	4,65	90	М ₂ — 0,77 М ₃ — 1,14	11 + 20	16 + 30	Шахтная и скважинная
15-й газогенератор Южно-Абинской станции «Подземгаз» ПО «Киселевскуголь»	Одиночный пласт (5—20 тыс. т)	К3 7315	2,48	4,17	—	0,28	60	3,8	75	—	Комбинированная

Показатели работы экспериментальных участков подземного сжигания угля

Бассейн	Температура, °С		Дебит сухого газа, $\text{м}^3/\text{с}$	Депрессия, кПа	Тепловая мощность, ккал/ч	Состав исходящего газа, %			Скорость горения, т/с
	газа	воды				CO_2	O_2	$\text{CO}, \text{CH}_4, \text{H}_2$	
Подмосковный	120	75	2,0	1,3	0,7	8,0	8,3	3,1	8—10
Донецкий	180	85	3,8	0,5	0,6	5,1	10,8	0,2	5—7
Кузнецкий	150	65	0,8	2,3	0,8	7,8	3,3	3,8	3—4

Удельный внешний водоприток определяется по формуле

$$q_v = \frac{Q_v \cdot 1000}{3600 Q_y}, \text{ кг воды/кг угля,} \quad (2.30)$$

где Q_v — водоприток в блок сжигания, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Удельный объем продуктов сгорания находится из выражения

$$V_r^\circ = 1,1V^\circ + \frac{q_v}{\rho_n}, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (2.31)$$

где ρ_n — плотность паров воды, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Количество отсасываемого из блока сжигания в единицу времени газа определяется по формуле

$$Q_r = V_r^\circ Q_y, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (2.32)$$

Время, необходимое на сожжение запасов угля в блоке, определяется из выражения

$$t = \frac{1000 M_y}{Q_y}, \text{ с}, \quad (2.33)$$

где M_y — промышленные запасы в блоке сжигания, т.

Количество газа, полученного за время сжигания блока угля, определяется из выражения

$$Q = t Q_{\text{г}}, \text{ нм}^3/\text{с}. \quad (2.34)$$

Тепловая мощность участка по сжигаемому углю определяют по формуле

$$N = Q_{\text{н}} Q_{\text{у}}, \text{ ккал/с}. \quad (2.35)$$

Пример. Произвести расчет тепловой мощности участка ПСУ, представленного каменным углем с низшей теплотой сгорания на рабочую массу $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 7120$ ккал/кг.

Усредненные по пласту данные технического анализа следующие: зольность на рабочую массу $A^{\text{р}} = 11,4$ %; влажность на рабочую массу $N^{\text{р}} = 4,8$ %; выход летучих веществ на горючую массу $V^{\text{г}} = 24,8$ %. Объемная плотность угля $\rho_{\text{у}} = 1,37$ т/м³.

Средняя мощность угольного пласта 7,0 м, угол падения 55°. Вмещающие породы: песчаник на глинисто-кварцевом цементе с коэффициентом крепости $f = 6 + 8$.

Промышленные запасы угля в блоке сжигания пласта $M_{\text{у}} = 30000$ т, расход воздуха, подаваемого в очаг горения, составляет $Q_{\text{воз}} = 5$ м³/ч, а плотность паров воды не превышает $\rho_{\text{п}} = 0,804$ кг/нм³.

Решение. Термодинамический расчет выполнен для стационарного периода сжигания блока, когда отвод газа из блока сжигания осуществляется при неизменной длине выработок, а режим горения стабилизировался.

Теоретическое количество воздуха, необходимое для сжигания 1 кг угля, определим по формуле (2.28):

$$V^{\circ} = \frac{7120}{900} = 7,9 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

При такой величине количество угля, сгораемого в 1 с,

$$Q_{\text{у}} = \frac{5,0}{7,9} = 0,632 \text{ кг}.$$

Следовательно, удельный внешний водоприток

$$q_v = \frac{5 \cdot 1000}{3600 \cdot 0,632} = 2,2 \text{ кг/с.} \quad (2.36)$$

Определим теперь удельный объем продуктов сгорания:

$$V_r^o = 1,1 \cdot 7,9 + \frac{2,2}{0,804} = 11,4 \text{ нм}^3/\text{кг.} \quad (2.37)$$

Таким образом, количество отсасываемого из блока сжигания в единицу времени газа

$$Q_r = 11,4 \cdot 0,632 = 7,2 \text{ нм}^3/\text{с.} \quad (2.38)$$

Тогда запасы угля в блоке будут сожжены за время

$$t = \frac{1000 \cdot 30000}{0,632} = 4,75 \cdot 10^7 \text{ с} = 1,5 \text{ года} \quad (2.39)$$

при условии, что блок будет все время использоваться на полную мощность.

За это время будет получено газа в количестве

$$Q = t Q_r = 4,75 \cdot 10^7 \cdot 7,2 = 3,42 \cdot 10^8 \text{ нм}^3/\text{с.}$$

Тепловая мощность участка «углегаз» по сжигаемому углю

$$N = 7120 \cdot 0,632 = 4500 \text{ ккал/с} = 16,2 \text{ ккал/ч.}$$

2.6. КОМБИНИРОВАННАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОГО СЖИГАНИЯ УГЛЯ

Несмотря на кажущуюся простоту подземного сжигания угля, эта безлюдная технология получения энергии так и осталась в стадии эксперимента, хотя к решению этой проблемы были привлечены значительные материальные и людские ресурсы.

Как известно, «практика — критерий науки», т.е. чтобы наука была достоверной, она должна сводиться к опыту, но познание не должно останавливаться только на опыте. В целях науки опыт должен быть упорядочен, проверен, объединен, исправлен и дополнен с помощью мышления.

На наш взгляд, отработка целиков угля, а также забалансовых запасов шахтного поля пологих угольных пластов с помощью ПСУ, когда процесс горения угольного пласта осуществляется с помощью скважин, пробуренных с поверхности, оказалась неэффективной из-за невозможности управления фронтом горения и сдвижением массива горных пород.

Поэтому для отработки методом ПСУ необходимо шахтное поле тщательно готовить. Приоритет применения данной технологии, в первую очередь, должен быть отдан крутонаклонным крутым пластам. Описанная выше технология позволяет на благо использовать горное давление. Огневой забой по мере перемещения создает дополнительные поверхности, обеспечивая устойчивость процесса горения, а восходящее движение воздуха осуществляется за счет тепловой депрессии.

Данная схема (рис. 2.20) предполагает отработку крутого угольного пласта, подготовка которого ведется независимыми блоками. Вскрытие блока осуществляется двумя шурфами 1, которые служат для прокладки технологических трубопроводов, связывающих поверхность с подземным поточным технологическим комплексом. Шурфы между собой соединяются монтажным вентиляционным штреком 2, который предназначен для монтажа гидроагрегатов и прокладки технических трубопрово-

дов. Готовящийся к отработке блок имеет размеры по простиранию до 3000 м и по падению до 1000 м, в зависимости от горно-геологических условий. На поверхности монтируется насосная станция высокого давления (НСВД), от которой вода под давлением 50—100 МПа подается в став, который смонтирован в монтажно-вентиляционном штреке.

В центре блока с поверхности с помощью стволопроходческого агрегата проходится пульпоствол 3, управление агрегатом осуществляется с поверхности. От пульпоствола к границам блока проходятся под углом 6—8°, для обеспечения самотечного безнапорного транспорта пульпы, два аккумулирующих штрека. Важнейшая особенность безнапорного гидротранспорта заключается в том, что удельный расход воды при предельном нагружении потока минимален.

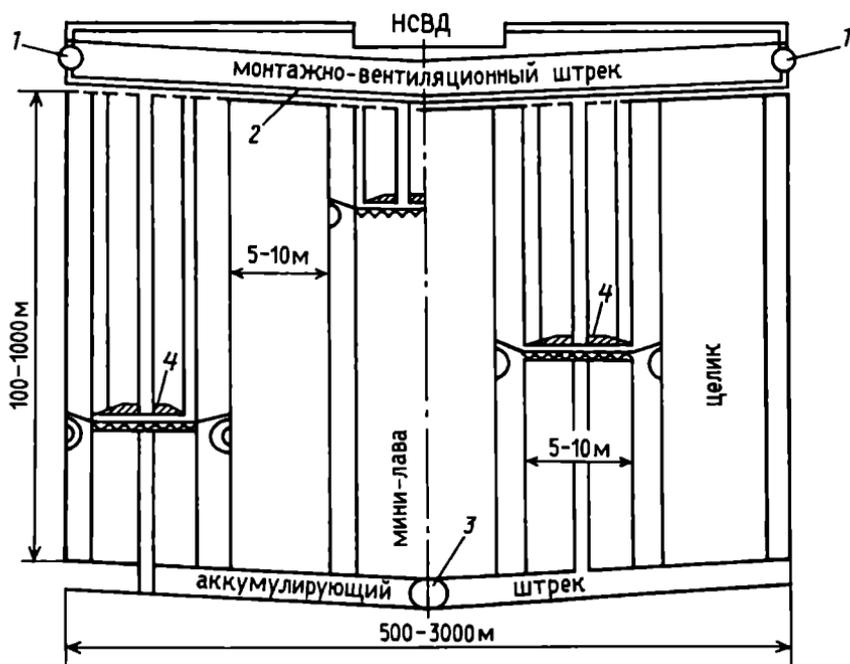


Рис. 2.20. Технологическая схема подготовки и отработки крутого угольного пласта мини-лавами

Размеры блока в зависимости от горно-геологических условий и характера вмещающих пород кровли и почвы могут достигать по простиранию от 0,5 до 3 км, а по падению — от 100 до 1000 м.

Подготовку выемочного блока производят путем проведения гидротурбинной установкой двух скважин на всю наклонную высоту горизонта. Полученные таким образом заходки обрабатываются гидродинамическими тонкоструйными агрегатами. При этом скважины служат одновременно для спуска пульпы и направляющих агрегата. Обработку угольного пласта производят длинными столбами по падению тонкоструйным гидроагрегатом 4, при этом ширина заходки (мини-лавы) в зависимости от горно-геологических условий составляет от 5 до 10 м. В связи с тем, что выемка угля производится гидравлическим агрегатом без крепления выработанного пространства, то между мини-лавами оставляется целик угля от 5 до 10 м.

По мере отработки мини-лавы гидравлическим агрегатом с поверхности технологического комплекса по трубам подается быстротвердеющая закладка за специально смонтированную опалубку, которая составляет единый комплекс с гидроагрегатом и перемещается вслед за его подвиганием.

По мере выемки полезного ископаемого с поверхности земли или с горных выработок по трубопроводам подается бетонная смесь за скользящую опалубку, которая по мере подвигания очистного забоя также перемещается, а в выработанном пространстве формируется полоса из быстротвердеющего раствора. А между закладкой и массивом формируется воздухоподающая печь для дальнейшей отработки угольного пласта. Параметры бетонной смеси в средних условиях:

состав (Ц:П:Щ)	1:2:2
осадка конуса, м	6—8
водоцементное отношение	0,5—0,6
расход цемента, кг/м ³	450—500
марка цемента	400

Для возведения монолитно-прессованной обделки используют опалубку, перестановщик опалубки и бетоноукладочное оборудование (рис. 2.21.)

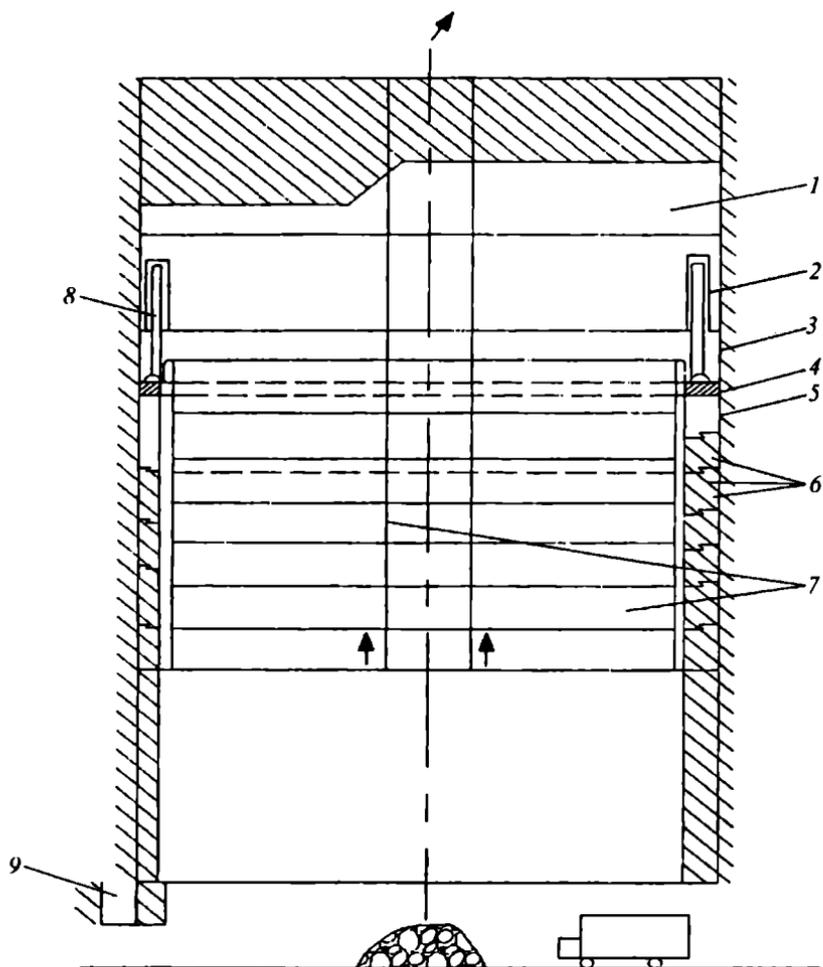


Рис. 2.21. Возведение монолитно-прессованной обделки:

1 — ножевая часть щита; 2 — гидродомкрат; 3 — хвостовая часть щита; 4 — прессующее кольцо; 5 — прессуемая порция бетонной смеси; 6 — уложенный (опрессованный) бетон; 7 — секция опалубки; 8 — шток домкрата; 9 — лава

Ширина закладочной полосы 5 составляет от 0,5 до 1,0 м, которая при выемке гидроагрегатом предохраняет породы кровли от самообрушения. Если в процессе выемки произойдет незначительное обрушение кровли, то, попадая на конусную поверхность агрегата, куски породы вместе с пульпой будут транспортированы по скважине в аккумулирующий штрек.

При размере блока по простиранию 3000 м, по падению 1000 м и мощности пласта 1 м запасы угля, подлежащие выемке тонкоструйными агрегатами, составят около 2 млн т, а остальные 50 % будут подготовлены для последующего его сжигания. Запасы угля в одной мини-лаве при мощности пласта 1 м составят 14000 т.

В связи с тем, что предлагаемая технологическая схема обработки тонкого угольного пласта ведется без постоянного присутствия человека в шахте, выдачу водоугольной смеси по пульпостволу производят с помощью эрлифтного подъема, который надежен и прост в конструкции.

В данной схеме человек присутствует только на монтажно-вентиляционном штреке для осмотра и ремонта оборудования. Для бурения скважин применяют реактивные турбобуры. В процессе бурения возможно применение двух типов забойных агрегатов: РТБ 5МЗ-1020, РТБ 10-1560.

Техническая характеристика агрегатов РТБ для бурения скважин большого диаметра приведена в табл. 2.6.

Основным узлом агрегата РТБ является турбобур Т12РТ-9.

Размеры турбобура: длина 8800 мм, диаметр корпуса 240 мм, диаметр насаженного кольца на корпусе 280 мм. Масса турбобура 2250 кг.

Турбина турбобура — реактивная, осевая, с профилированными лопатками. Число лопаток — 32, радиальная высота лопатки 22 мм, осевая высота лопатки 16,5 мм, средний диаметр турбины 160 мм, высота ступени 46 мм, номинальный люфт турбины 10 мм.

Рабочая характеристика турбобура Т12РТ-9 представлена в табл. 2.7.

Бурение направляющих скважин для агрегата можно производить механогидравлическим способом. Исполнительный орган выполнен в виде литого полушара. На исполнительном органе смонтированы сопла, которые расположены относительно друг друга под углом 90° и относительно плоскости пласта под углом $30\text{—}45^\circ$. На торцах смонтированы тонкоструйные форсунки под углом 85° , которые формируют забой скважины. Это позволяет пульпе свободно выходить между стенками скважины и исполнительным органом. Для выноса пульпы на поверхность в исполнительный орган подается сжатый воздух (рис. 2.22).

Таблица 2.6

Шифр агрегата	Диаметр скважины, мм	Диаметр долота, мм	Кол-во одновременно работающих турбобуров	Тип турбобура	Забойная мощность агрегата, кВт	Расход рабочей жидкости (общ.), л/с	Размер агрегата в сборке, мм		Масса агрегата с грузами, кг
							длина	диаметр грузов	
РТБ5МЗ	1020	490	2	Т12РТ-9	4,3	90	12035	940	18741
РТБЮ-1560	1560	750	2	Т12РТ-9	4,3	90	11444	1200	48289

Таблица 2.7

Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала турбобура при максимальной мощности, об/мин	При работе на воде = 1 г/см ³		Перепад давления, кг/см ²	При работе на глинистом растворе = 1,2 г/см ³		
		максимальная мощность, кВт	момент при максимальной мощности, Н·м		максимальная мощность, кВт	момент при максимальной мощности, Н·м	перепад давления, кг/см ²
35	492	62	1230	26	75	1480	31
40	563	92	1600	34	111	1920	41
45	632	132	2040	43	158	2450	52
50	704	179	2480	53	288	2980	64
55	727	240	3030	64	299	3630	77

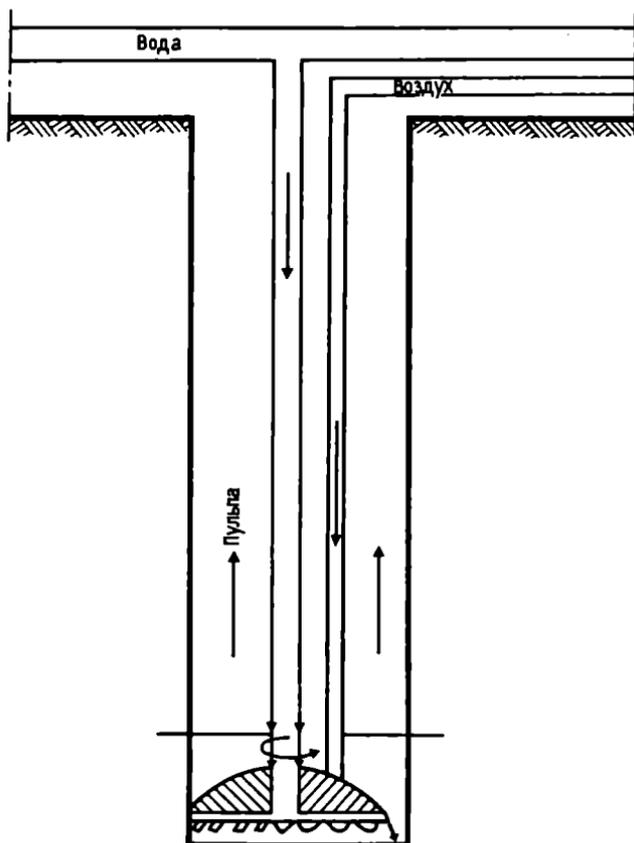


Рис. 2.22. Механогидравлический способ бурения направляющих скважин

Буровой станок БГА4М (рис. 2.23) предназначен для бурения и разбуривания скважин по углям любой крепости, в том числе имеющим породные прослойки мощностью до 0,2 м, крепостью до 5 по шкале М.М. Протодяконова и включения колчедана. Бурение скважины производится в пластах крутого, наклонного и пологого падения снизу вверх из основных и вспомогательных горных выработок. Глубина скважины при угле наклона от 0 до 45° к горизонту — до 60 м, при угле наклона от 45 до 90° — до 150 м. Разбуривание скважин на большой диаметр производится при обратном ходе сверху вниз (только на пластах крутого падения). Буровой станок предназначен для работы в умеренном климате.

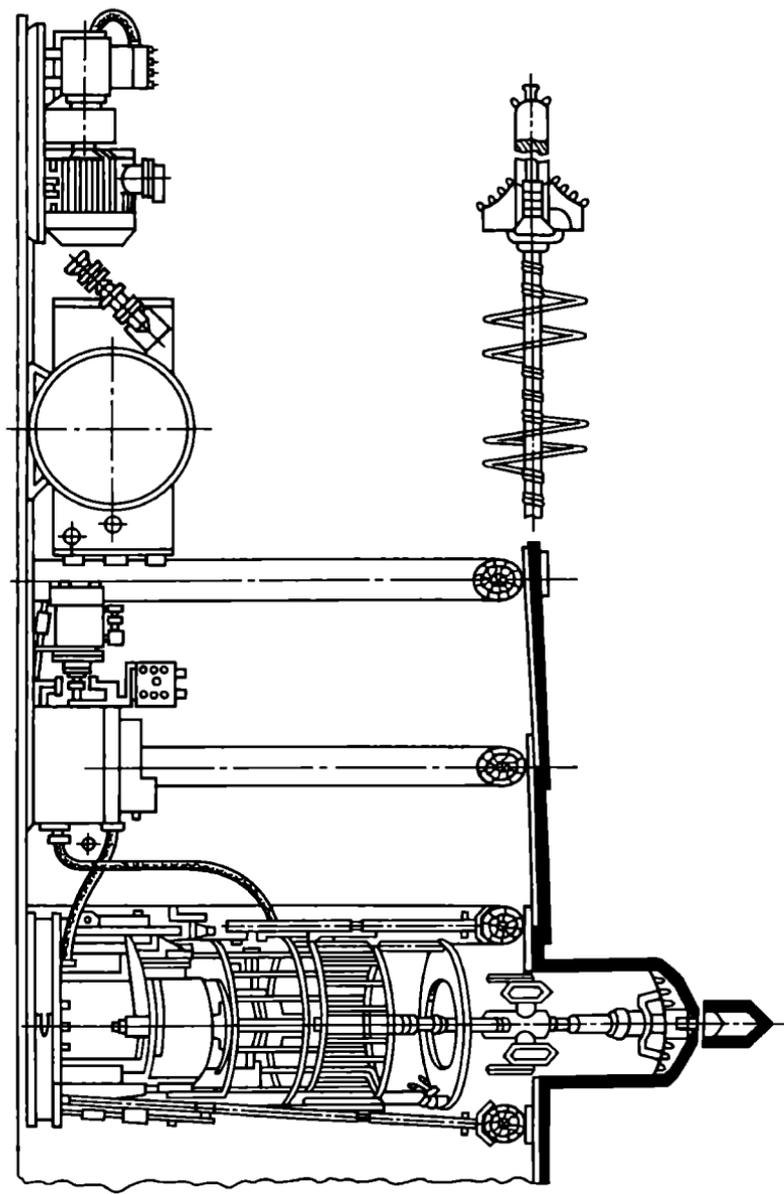


Рис. 2.23. Буровой станок БГА4М

Буровой станок выпускается в двух видах:

◆ БГА4М — для бурения под углом от 45 до 90° (вертикальное бурение);

◆ ЕГА4М-01 — для бурения под углом от 0 до 45° (горизонтальное бурение).

Станок БГА4М состоит из следующих основных сборочных единиц: бурового станка, насосной станции, комплекта бурового инструмента, стоек, насосной установки и станции управления. Буровой станок предназначен для передачи вращательного движения буровому инструменту и удержания его во время монтажа и демонтажа бурового става. Станок состоит из редуктора, параллелей, бурового станка и двух гидроцилиндров. Насосная станция осуществляет функции механизма подачи, а насосная установка — подачу воды к забою скважины для подавления пыли. Для бурения скважин буровой станок раскрепляется стойками между почвой и кровлей.

Управление бурением осуществляется с пульта управления, расположенного на насосной станции. Скорость подачи регулируется автоматически в зависимости от нагрузки двигателя вращателя. Скорость подачи зависит от крепости разрушаемого угля. Приводом вращателя бурового инструмента служит электродвигатель ВРП160М4 (18,5 кВт). Буровой инструмент, являющийся исполнительным органом машины, поставляется со станком в одном из двух вариантов: для бурения и разбуривания скважин под углом к горизонту от 45 до 90°; для бурения скважин под углом к горизонту от 0 до 45°. Буровой инструмент для бурения от 45 до 90° состоит из забурников, расширителя прямого хода, расширителей обратного хода, опорных фонарей и буровых штанг. Буровой инструмент для бурения от 0 до 45° состоит из забурника, расширителя, шнеков и опорных штанг.

По особому заказу станок может комплектоваться электрооборудованием мощностью 13—15 кВт, с частотой вращения ротора 1000 об/мин.

Обработка мини-лавы гидроагрегатами по падению заканчивается на расстоянии 3—5 м от аккумулирующего штрека. Оставшаяся пачка угля служит в дальнейшем предохранительным целиком для обеспечения гидравлической закладки выработанного пространства.

После окончательной обработки блока гидравлическими агрегатами оставшиеся 50 % запасов угля обрабатываются огненным способом.

По окончании обработки каждой мини-лавы для обеспечения последовательности обработки выемочного поля и оптимального распределения поступающего воздуха устанавливаются переключки из негоряемого материала. Выемочное поле по простиранию делится на два крыла относительно продуктивных шпуров (рис. 2.24), а в центре каждой мини-лавы бурят скважины на всю наклонную высоту этажа для придания стабильности процесса горения.

Перед началом розжига устанавливают переключки по аккумуляющему штреку для исключения возможности укорачивания свежей струи воздуха, потому что обработку оставшихся запасов угля подземными генераторами ведут с флангов блока. Воздух к очагу горения поступает через воздухоподающий ствол 2, аккумулирующий штрек, далее поднимается вверх через выработанное пространство и примыкающую к целику угля скважину. После очага горения высокотемпературный газ поступает в котел-утилизатор, который всасывается дымососом ДН-17, установленным в продуктивном шурфе 1.

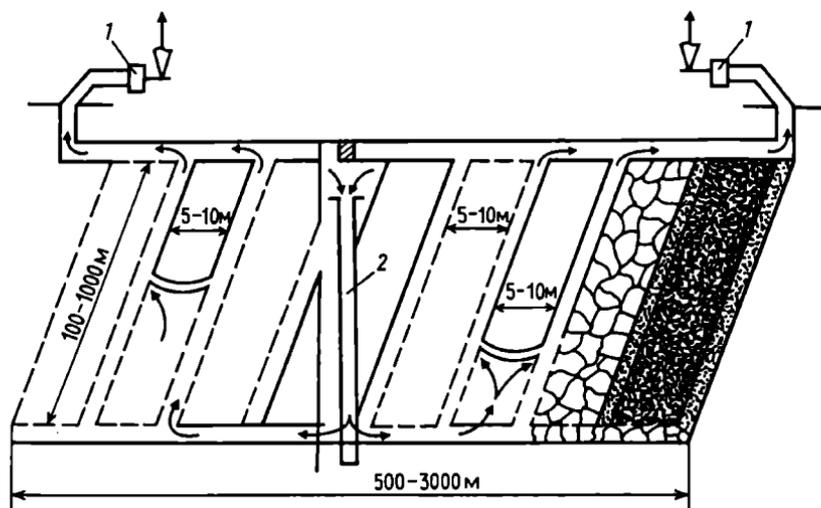


Рис. 2.24. Технологическая схема подземного сжигания угля: 1 — шурфы; 2 — воздухоподающий ствол

Возможен и второй вариант технологической схемы сжигания оставшихся запасов угля (рис. 2.25).

В данном варианте воздух к очагу горения поступает комбинированным способом — ствол 1, выработанное пространство и через фланговый воздухоподающий шурф 2.

Для расчета мощности теплоэнергетической установки применяем наиболее мощный из всех существующих дымососов 3 — дымосос ДН17.

Техническая характеристика ДН17

Производительность	108 м ³ /ч
Номинальный напор	8000—9000 Па
Подача воздуха номинальная	30 м ³ /с
Максимальная подача воздуха	41 м ³ /с

Для сгорания 1 кг угля необходимо 9,56 м³ воздуха, следовательно, при номинальной подаче воздуха 30 м³/с будет сгорать 3,1 кг угля в секунду. С учетом различного рода утечек воздуха принимаем производительность одной мини-лавы 260 т/сут. С учетом теплоты сгорания 6000—7000 ккал/кг, мощность теплоэнергетической установки составит 12—15 Гкал/г. При производительности процесса подземной газификации угля 260 т/сут можно приблизительно определить скорость перемещения фронта горения мини-лавы из выражения

$$V = 260/(SPm),$$

где S — площадь поперечного сечения области горения; P — плотность угля (1,2—1,3 т/м³); m — мощность пласта, м.

При длине мини-лавы 5—10 м скорость подвигания фронта горения составит 20 м/сут. Из опыта отработки установлено, что чем меньше величина, тем более устойчивый процесс горения. При данной технологической схеме создаются благоприятные условия по поддержанию устойчивого фронта перемещения подземного генератора, так как опорное горное давление постоянно раздавливает призабойное пространство, увеличивая тем самым площадь обнажения пласта.

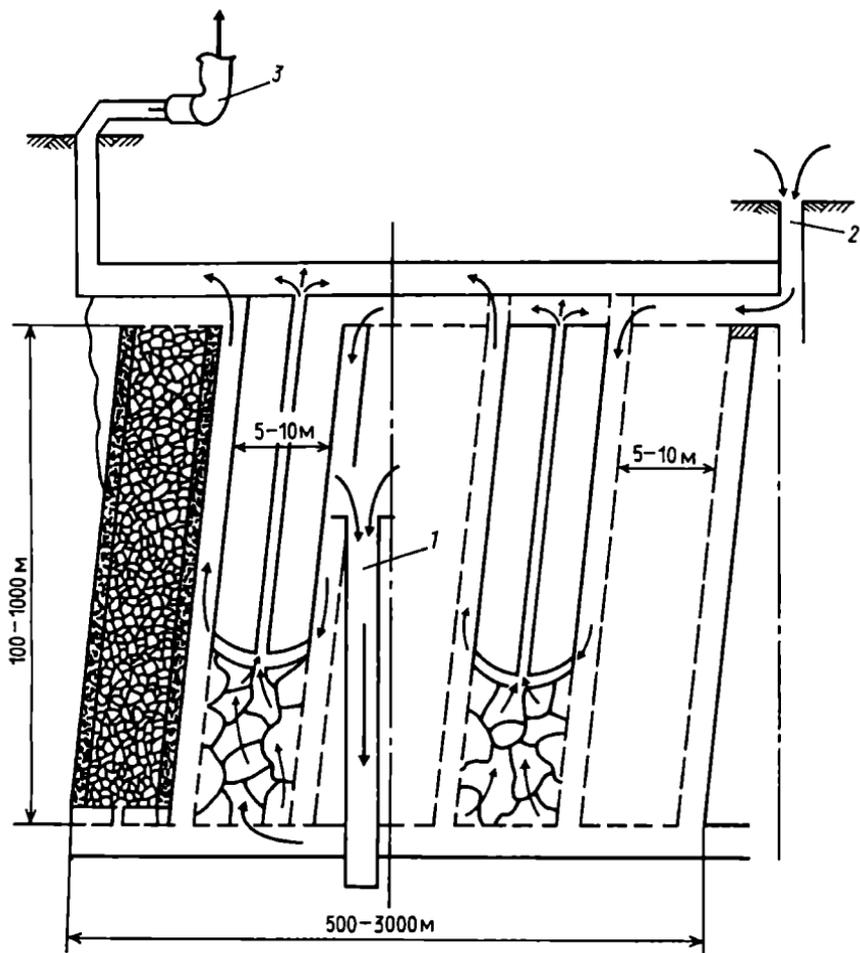


Рис. 2.25. Технологическая схема сжигания оставшихся запасов угля

Более целесообразной будет обработка запасов угля по схеме рис. 2.25, подготовленных столбами по восстанию, с центрально-одноосным расположением вскрывающих выработок (воздухоподающий ствол и фланговый шурф, продуктивный шурф). В данном варианте свежий воздух будет поступать к области горения по направляющей скважине и частично через выработанное пространство, что уменьшит общее аэродинамиче-

ское сопротивление системы — воздухоподающие и газоотводящие выработки, а также огненный канал, образованный в результате процесса горения угля. Схема для определения аэродинамических параметров системы «углегаз» представлена на рис. 2.26.

Максимальная депрессия рассчитывается для второго варианта технологической схемы.

Исходные данные для расчета:

♦ подача воздуха при $t = 20^\circ$ равна $Q = 30 \text{ м}^3/\text{с}$; глубина воздухоподающего ствола $H_{1-2} = 250 \text{ м}$; глубина продуктивных шурфов $H_{4-5, 10-11} = 45 \text{ м}$, $d = 2,5 \text{ м}$; длина монтажно-вентиляционного штрека $L_{5-10} = 1000 \text{ м}$; длина направляющих скважин $L = 1000 \text{ м}$;

- ♦ диаметр направляющих скважин $d = 500 \text{ мм}$;
- ♦ длина аккумулирующего штрека $L_{2-3} = 500 \text{ м}$;
- ♦ длина мини-лавы $L_{6-9} = 10+15 \text{ м}$.

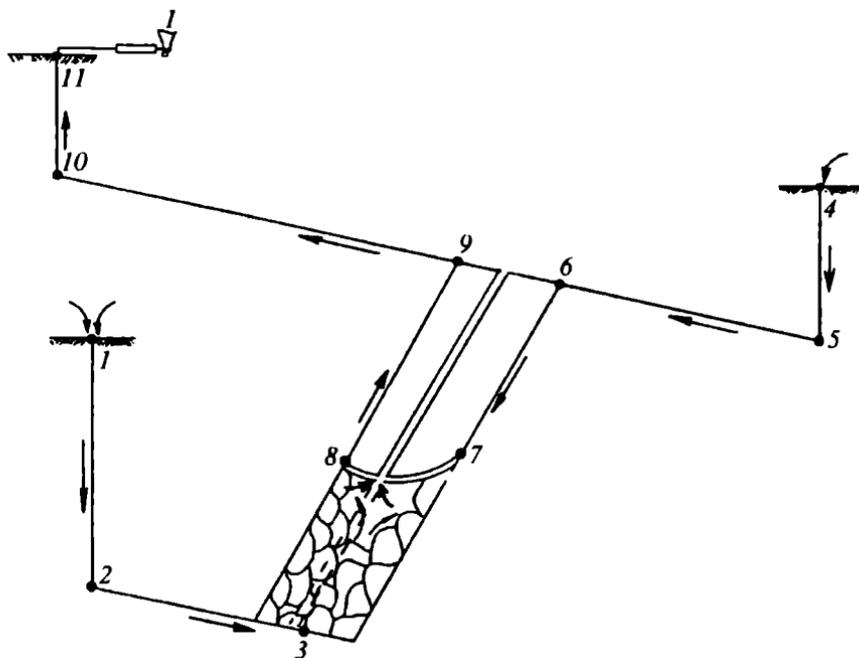


Рис. 2.26. Схема к определению параметров системы «углегаз»: 1—11 — точки сопряжения горных выработок

- ◆ сечение аккумулирующего штрека $S_{св} = 5,6 \text{ м}^2$;
- ◆ длина очистного канала

$$l_{7-8} = SK, \quad (2.40)$$

где K — коэффициент искривления забоя генератора;

$$l_{7-8} = 10 \cdot 1,1 = 11 \text{ м.}$$

Аэродинамическое сопротивление канала генератора эквивалентно аэродинамическому сопротивлению трубопровода диаметром $d = 500$ мм. Общий расчет депрессии производится по формуле

$$h = KH/(100 Q^2). \quad (2.41)$$

После окончательного расчета максимальная депрессия будет составлять порядка $h = 8345$ Па. Дымосос ДН17 удовлетворяет этому требованию.

2.6.1. ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРОЛЕТА МИНИ-ЛАВ И ШИРИНЫ МЕЖЛАВНЫХ ЦЕЛИКОВ

В практике разработки рудных месторождений большое место занимают камерные системы, отличающиеся простотой и высокой эффективностью применения механизации и управлением горным давлением. Вопросами определения параметров камерных систем разработки полезных ископаемых занимались многие ученые: академик Л.Д. Шевяков, чл.-корр. А.Ч. Мусин, а также К.В. Руппенейт, В.Ф. Трумбачев, В.М. Ильштейн, Ю.Ф. Медестов, С.Г. Авершин, Д.П. Сенук, С.Г. Борисенко и многие другие.

Л.Д. Шевяков изучал барьерные целики при разработке месторождений с покидаемыми опорными столбами с целью уменьшения размера последних и притом в такой степени, что могут сократиться общие потери полезного ископаемого. При среднем напряжении сжатия

$$\sigma = \gamma H \left(\frac{d}{\chi} + 1 \right) \quad (2.42)$$

ширина опорного столба

$$\chi = \frac{d \gamma H}{\sigma - \gamma H}. \quad (2.43)$$

При отработке крутых угольных пластов возможно два случая:

- ♦ угол падения угольного пласта составляет 80—90°;
- ♦ угол падения составляет 56—80°.

В первом случае межглавные целики, находящиеся в состоянии двухосного сжатия, в основном, испытывают давление сверху, обусловленное весом пород, а величина бокового давления в этом случае незначительна.

Во втором случае трудно заранее установить, какое давление (вертикальное или боковое) будет больше. Поэтому расчет целиков для отработки угольного пласта мини-лавами следует производить как по вертикальному, так и по боковому давлению.

Для условий Прокопьевско-Киселевского угольного района Кузбасса бассейновым институтом КузНИУИ разработана классификация пород по устойчивости.

По гипотезе В.Д. Слесарева устойчивый пролет одиночной выработки определяется формулой

$$L = A \sqrt{\frac{R_p h_0}{\gamma \cos \alpha}}, \quad (2.44)$$

где R_p — предел прочности пород непосредственной кровли на растяжение; h_0 — мощность слоев активной кровли; γ — коэффициент, характеризующий степень закрепления кровли на опорах и степень деформации пород; α — угол падения пласта.

Данная формула справедлива, если кровля представлена одним породным слоем. В действительности же кровля состоит из нескольких слоев и поэтому для определения состояния непосредственной кровли необходимо учитывать нагрузку со стороны вышележащих слоев. Г.Н. Кузнецовым введен экспериментальный «коэффициент пригрузки».

Тогда с учетом коэффициента пригрузки формула примет вид

$$L = A \sqrt{\frac{R_p h_0}{K_n \gamma \cos \alpha}}. \quad (2.45)$$

Методический подход к расчету целиков в общем случае осложняется соотношением их размеров, размеров выработанных участков и глубины горных работ, физико-механических свойств вмещающих пород, характера и величины сдвижения пород.

По методу Л.Д. Шевякова при большом количестве длинных камер и целиков расчет производится по формуле

$$(l + b)\gamma H + \gamma' h_u b = b \frac{R_{сж}}{n}, \quad (2.46)$$

где l — ширина камеры; b — ширина целика; γ — плотность налегающей толщи пород; H — глубина горных работ; γ' — плотность угля; h_u — высота целика; $R_{сж}$ — временное сопротивление угольного целика при одноосном сжатии; n — коэффициент запаса прочности.

Для увеличения прочности расчетов предложенная формула требует корректировки путем учета зависимости несущей способности целика от соотношения между его высотой и шириной. Если пренебречь нагрузкой от веса целика и учесть угол падения пласта, тогда формула Шевякова примет следующий вид:

$$(l + b)\gamma H \cos \alpha = b \frac{R_{сж}}{n} \frac{b}{h_u}. \quad (2.47)$$

Метод расчета целиков предложил М.М. Протодяконов, который исходил из предположения, что над двумя выработками образуются разгруженные своды, причем вес пород ниже сводов воспринимается крепью сводов, а вес толщи пород над разгружающими сводами передается на целик. Это утверждение подтверждено практикой. Для расчета ширины целика используется формула М.М. Протодяконова:

$$b = 0,32n \sqrt{\frac{\gamma l H \cos \alpha}{2f}}. \quad (2.48)$$

В диссертационной работе В.И. Ефимовым произведен расчет допустимых параметров пролетов камер, устойчивости кровли камер и опорных целиков с использованием ЭВМ.

Для камеры, имеющей размеры: по простиранию — 8 м, по падению — 120, 60 и 30 м, эквивалентный пролет составит, 8,6; 8,0 и 7,4 м соответственно.

Оптимальные параметры пролетов камер и ширины междукамерных целиков составляют 6—8 м и 11—13 м для 2 и 3-го типов кровель соответственно, при 1-м типе кровли применение технологии обработки камерами не рекомендуется.

2.6.2. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ УЧАСТКА ПСУ

Термодинамический расчет выполнен для стационарного периода сжигания блока, когда отвод газа из блока сжигания осуществляется при неизменной длине выработок, а режим горения стабилизировался.

Теоретическое количество воздуха, необходимое для сжигания 1 кг угля, определяется по формуле Д.И. Менделеева:

$$V^0 = \frac{Q_n^p}{900}, \text{ нм}^3/\text{кг},$$

где Q_n^p — низшая теплота сгорания на рабочую массу, ккал/кг.

$$V^0 = \frac{7120}{900} = 7,9 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Масса угля, сгораемого в 1 с,

$$Q_y = \frac{Q_{\text{возд}}}{V^0}, \text{ кг},$$

где $Q_{\text{возд}}$ — расход воздуха, нм³/с.

$$Q_y = \frac{5,0}{7,9} = 0,63 \text{ кг}.$$

Удельный внешний водоприток определяется по формуле

$$q = \frac{Q_v \cdot 1000}{3600 Q_y},$$

где Q_v — водоприток в блок сжигания, м³/ч.

$$q = \frac{5 \cdot 1000}{3600 \cdot 0,63} = 2,2 \text{ кг/с.}$$

Удельный объем продуктов сгорания находится из выражения

$$V_r^0 = 1,1V^0 + \frac{q}{\rho_n}, \text{ нм}^3/\text{кг},$$

где ρ_n — плотность паров воды, нм³/кг.

$$V_r^0 = 1,1 \cdot 7,9 + \frac{2,2}{0,804} = 11,4 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Количество газа, отсасываемого из блока сжигания в единицу времени, определяется по формуле

$$Q_r = V_r^0 Q_y, \text{ нм}^3/\text{с},$$

$$Q_r = 11,4 \cdot 0,63 = 7,2 \text{ нм}^3/\text{с}.$$

Время, необходимое на сожжение запасов угля в блоке, определяется из выражения

$$t = \frac{1000M}{Q_y}, \text{ с},$$

где M — масса промышленных запасов угля в блоке сжигания, т.

$$t = \frac{1000 \cdot 60000}{0,63} = 9,5 \cdot 10^7 = 2 \text{ года}$$

при условии, что блок будет все время использоваться на полную мощность.

Количество газа, полученного за время сжигания блока угля, определяется по формуле

$$Q = \tau Q_r, \text{ нм}^3/\text{с},$$

$$Q = 9,5 \cdot 10^7 \cdot 7,2 = 6,84 \cdot 10^8 \text{ нм}^3/\text{с}.$$

Тепловая мощность участка по сжигаемому углю определяется по формуле

$$N = Q_r^* Q_y, \text{ ккал/с},$$

$$N = 7210 \cdot 0,63 = 4500 \text{ ккал/с} \approx 16,2 \text{ ккал/ч}.$$

2.7. ПОДЗЕМНОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Наиболее широко подземное выщелачивание применяется при добыче урана. В первую очередь это относится к месторождениям гидрогенного генезиса, представленным бедными или убогими рудами, а также месторождениям, залегающим в сложных горно-геологических и гидрогеологических условиях.

Метод подземного выщелачивания (ПВ) начал разрабатываться с 1962 г. Подземное выщелачивание — геотехнологический способ добычи урана путем избирательного его растворения химическими реагентами из руд на месте их залегания и последующего извлечения из урансодержащих растворов.

На некоторых месторождениях построены предприятия и ведется добыча урана способом подземного выщелачивания. На ряде месторождений проведены опытно-промышленные работы по добыче урана этим способом. На отдельных предприятиях ПВ стало основным методом добычи урана. Несомненно, что число таких предприятий будет увеличиваться с увеличением добычи урана.

Основными преимуществами способа ПВ перед традиционными открытой и подземной разработкой являются:

1) вовлечение в разработку бедных, убогих и забалансовых руд, а также месторождений, характеризующихся сложными условиями залегания и имеющих крупные запасы урана по вполне приемлемой стоимости единицы конечной продукции, что значительно расширяет сырьевую базу;

2) снижение в 2—4 раза капитальных вложений на строительство предприятий и, следовательно, сокращение сроков строительства;

3) повышение в 2—4 раза производительности труда по конечной продукции и соответствующее сокращение численности работающих;

4) значительное улучшение условий труда на предприятиях, добывающих уран;

5) уменьшение отрицательного воздействия на окружающую среду, особенно на поверхность земли и воздушный бассейн.

Обзор способов подземного выщелачивания при добыче полезных ископаемых изложен в ряде публикаций.

Разработка месторождения способом подземного выщелачивания возможна при следующих основных условиях:

◆ подлежащий извлечению металл присутствует в рудах в форме минералов, легко разрушающихся слабыми водными растворами выщелачивающего реагента;

◆ входящие в состав руд породобразующие материалы имеют низкую кислотоемкость в условиях взаимодействия с технологическими растворами;

◆ руды либо обладают естественной проницаемостью, либо становятся растворопроницаемыми после искусственного раздробления;

◆ условия залегания руд и горно-техническая обстановка в районе месторождения могут быть рационально использованы для осуществления всех процессов геотехнологии.

Хорошая растворимость в подземных водах минералов, содержащих уран, отмечена еще В.И. Вернадским. Среди урановых минералов в месторождениях, обрабатываемых способом ПВ, следует отметить: оксиды урана — настуран и уранинит; силикаты урана — коффинит и ненадкевит. Главнейшим из них является настуран.

Все многообразие урановых месторождений классифицируется по технологическим группам, типам и подтипам, как это приведено в табл. 2.8.

При ПВ необходимо соблюдать баланс откачиваемых и закачиваемых растворов, т.е. суммарные расходы откачных и закачных скважин должны быть одинаковы ($\Sigma Q_{\text{отк}} = \Sigma Q_{\text{зак}}$). При $\Sigma Q_{\text{отк}} > \Sigma Q_{\text{зак}}$ продуктивные растворы разубоживаются за счет привлечения пластовых вод из безрудной части месторождения.

Классификация урановых месторождений, отрабатываемых способом подземного выщелачивания

Технологическая группа (по проницаемости руд для растворов)	Технологический тип (по условиям образования скважности и составу рудовмещающих пород)	Технологический подтип (по форме рудных тел)
<p>1. Месторождения с естественной проницаемостью: рудные тела проницаемы для растворов ($K_{\Phi} > 0,1$ м/сут)</p>	<p>1. Месторождения с поровой проницаемостью рудных залежей в песках.</p>	<p>1. Месторождения с выдержанными простыми пластообразными залежами</p> <p>2. Месторождения с выдержанными тектонически осложненными пластообразными залежами</p> <p>3. Месторождения с разобщенными небольшими пластообразными и линзообразными рудными залежами</p>
	<p>2. Месторождения с поровотрещинной проницаемостью рудных залежей в песчаниках и алевролитах</p>	<p>Месторождения с выдержанными тектонически осложненными пластообразными рудными залежами</p>
	<p>3. Месторождения с трещинной проницаемостью рудных тел и кристаллических пород в пределах пор выветривания</p>	<p>Месторождения с неправильными по форме, преимущественно штокверковыми рудными телами</p>
<p>2. Месторождения с искусственно создаваемой проницаемостью: рудные тела практически непроницаемы для растворов, но сохраняющие проницаемость, создаваемую искусственно ($K_{\Phi} \leq 0,1$ м/сут)</p>	<p>1. Месторождения с низкой поровотрещинной проницаемостью рудных залежей в алевролитах</p>	<p>Месторождения с пластообразными рудными залежами</p>

Технологическая группа (по проницаемости руд для растворов)	Технологический тип (по условиям образования скважинности и составу рудовмещающих пород)	Технологический подтип (по форме рудных тел)
	2. Месторождения с низкой поровотрещинной проницаемостью рудных тел в кристаллических породах	1. Месторождения с штокверковыми рудными телами 2. Месторождения с пластообразными рудными телами

При $\Sigma Q_{\text{отк}} < \Sigma Q_{\text{зак}}$ происходит утечка закачиваемого в пласт технологического раствора за пределы рудной залежи. Несоблюдение баланса, как следует из сказанного, недопустимо.

Система разработки месторождения (или его части) способом ПВ — совокупность вскрывающих, подготовительных выработок и определенный порядок их проведения и эксплуатации, увязанный во времени и пространстве с управляемым химико-технологическим процессом перевода металла из руды в раствор.

Системы ПВ различаются между собой по большому числу признаков, но важнейшими из них являются: принципиальные схемы вскрытия месторождений, способы подготовки рудных залежей к выщелачиванию (с естественной или искусственной проницаемостью), а также схемы движения растворов.

Схемы вскрытия ПВ можно подразделить на скважинные с поверхности, шахтные и комбинированные. Шахтные схемы вскрытия предусматривают проведение подземных горных выработок с поверхности (вертикальные и наклонные стволы, штольни). При комбинированных схемах вскрытия используются как подземные горные выработки, так и скважины, пробуренные с поверхности. Очевидно, что последние два вида схем вскрытия не вполне соответствуют определению геотехнологических способов и в дальнейшем не рассматриваются. Процесс подготовки ме-

сторождений к отработке способом ПВ через скважины, пробуренные с поверхности, включает, кроме бурения и обвязки скважин поверхностными коммуникациями, оснащение узлов рабочим (технологическим и контрольно-измерительным) оборудованием и приборами. Подготовка рудных залежей к выщелачиванию включает также первую стадию закисления эксплуатационного блока, создание временных гидрозавес для ограничения движения или направления растворов и в ряде случаев расчленение рудовмещающих пород гидроразрывом.

По условиям движения растворов выделяются фильтрационная, инфильтрационная и пульсационно-статическая схемы. Фильтрационная схема основана на использовании постоянного или периодически действующего потока растворов реагента, заполняющего все трещины и поры рудоносного массива за счет разности напоров у закачных и откачных скважин (устройств). Инфильтрационная схема основана на использовании инфильтрационного потока раствора реагента, движение которого по рудному телу (отбитой или замагазинированной руде) происходит под действием сил гравитации от оросительных устройств к дренажным. Пульсационно-статическая схема заключается в периодическом затоплении (заполнении) выщелачивающим реагентом участков рудных тел в естественном залегании, отработанных пространств рудников или специально подготовленных камер с замагазинированной рудой с последующим отбором продуктивных растворов (иногда этот способ называют иммерсионным).

Бесшахтные (скважинные) системы подземного выщелачивания металла из руд с естественной проницаемостью делятся на три группы: с площадным (ячеистым) расположением скважин и фильтрационным режимом; с линейным расположением технологических скважин и фильтрационным режимом; с противофильтрационными завесами, с различными расположением и режимами выщелачивания.

Схема расположения скважин зависит от морфологических особенностей рудной залежи и гидрогеологических условий продуктивного горизонта. Наиболее распространенные варианты расположения рабочих скважин приведены на рис. 2.27.

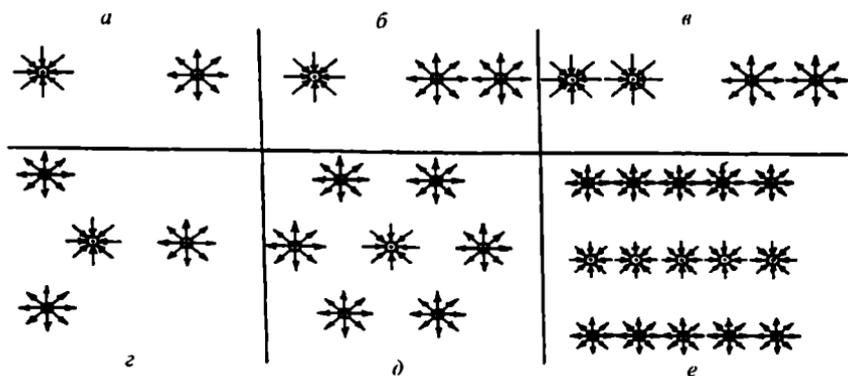


Рис. 2.27. Наиболее распространенные варианты расположения рабочих скважин:

a — две равнозначные скважины; *б* — одна откачная и две закачные скважины; *в* — две откачные и две закачные скважины; *г* — три закачные и одна откачная скважины; *д* — шесть закачных и одна откачная скважины; *е* — два ряда откачных и один ряд закачных скважин

Основными структурными единицами скважинной системы разработки способом ПВ являются: элементарный ряд (ячейка), эксплуатационный блок, эксплуатационный участок, эксплуатационное поле.

Элементарной ячейкой принято называть часть продуктивной толщи, запасы которой отрабатываются одной откачной скважиной. Ячейка пространственно ограничивается контурами, которые в максимальной степени должны быть приближены к различным гидродинамическим границам (водоупорам, контурам закачных скважин, нейтральным и краевым линиям тока), с тем чтобы ячейка функционировала по возможности в гидродинамически замкнутом режиме.

Эксплуатационный блок — часть продуктивной толщи, включающая группу смежных элементарных ячеек, характеризующихся по возможности однородным распределением запасов, геохимическим строением и вещественным составом руд и рудовмещающих пород, одновременно вводимых в эксплуатацию и отрабатываемых в едином геотехнологическом режиме.

Эксплуатационный участок — группа смежных эксплуатационных блоков, имеющая самостоятельную систему коммуни-

каций и установки контроля и управления геотехнологическим режимом процесса ПВ.

Эксплуатационное поле — объединенные в единое целое несколько эксплуатационных участков, привязанных обычно к единой технологической установке (перерабатывающему комплексу).

Обработка запасов в эксплуатационном блоке ПВ осуществляется в три этапа:

1) вскрытие запасов, т.е. бурение и освоение скважин, обвязка их технологическими коммуникациями и оснащение контрольно-измерительной аппаратурой;

2) ведение технологического процесса в недрах, т.е. транспортирование к рудным залежам рабочих растворов, технологическая подготовка руд к выщелачиванию, формирование продуктивных растворов, транспортировка их к откачным скважинам и подъем на поверхность;

3) ликвидация отработанных блоков, т.е. восстановление первоначального состояния рудовмещающего водоносного горизонта в пределах блока и поверхности земли.

Сам технологический этап обработки запасов урана способом ПВ также делится на три стадии:

1) закисление рудной залежи, т.е. подготовка рудовмещающего водоносного горизонта к формированию и движению в нем потока продуктивных растворов;

2) активное выщелачивание урана, т.е. формирование и извлечение из блока кондиционных продуктивных растворов;

3) довыщелачивание («отмывка») урана, т.е. по существу вытеснение остаточных (после прекращения активной стадии выщелачивания) урансодержащих кондиционных растворов пластовыми водами или бедными (маточными) растворами.

Для каждой стадии характерна определенная кислотность рабочего раствора, которая зависит, в первую очередь, от карбонатности рудовмещающих отложений. Так, при карбонатности до 1 % по CO_2 принят следующий режим кислотности: на стадии закисления — 20—30 г/л, на стадии активного выщелачивания — 10 г/л, на стадии «отмывки» — маточный раствор.

Являясь главным звеном технологической и информационной цепи, буровая скважина выполняет следующие функции: геологическая разведка, вскрытие и подготовка запасов, обработка запасов, управление движением технологических растворов в продуктивной толще путем создания в эксплуатационном блоке гидродинамической обстановки, в максимальной степени способствующей течению процессов ПВ, контроль количества и качества откачиваемых и закачиваемых растворов, создание противofильтрационных завес, контроль гидродинамических и физико-химических параметров процесса, контроль полноты извлечения урана из руд, охрана окружающей среды от возможно-го физико-химического загрязнения.

Скважины разделяются по назначению на технологические, барражные, наблюдательные, контрольные и разведочные.

Технологические скважины предназначены для подачи в недра рабочих растворов — закачные (нагнетательные) — и подъема технологических растворов на поверхность — откачные (разгрузочные). Через эти скважины осуществляют также регулирование гидродинамического режима в продуктивной толще.

Барражные скважины предназначаются для создания вертикальных и горизонтальных противofильтрационных завес, ограничивающих растекание выщелачивающих растворов за пределы эксплуатационного блока, а также для уменьшения охвата этими растворами пород, вмещающих рудную залежь.

Наблюдательные скважины предназначаются для наблюдения и контроля за условиями формирования растворов в пределах эксплуатационного блока, гидродинамическим состоянием продуктивного водоносного горизонта, растеканием технологических растворов за пределы эксплуатационных участков и их возможным перетеканием в над- и подрудный водоносные горизонты.

Контрольные скважины бурятся на отработанных участках для контроля полноты извлечения полезного компонента из недр, а также для решения других задач (контроль изменений в недрах, состояния загрязнения и т.п.).

Разведочные скважины бурятся на всех стадиях геологоразведочных работ — от поисковых до эксплуатационно-разведочных.

Технологические, барражные и наблюдательные скважины относятся к категории эксплуатационных, а все остальные — вспомогательные.

В зависимости от схемы движения растворов и схемы расположения технологических скважин различают три группы: с площадным (ячеистым), линейным и комбинированным расположением скважин.

Площадные (ячеистые) системы расположения скважин обычно используются при разработке горизонтальных или слабо наклонных залежей осадочного происхождения. Площадная система размещения скважин с гексагональными и треугольными ячейками приведена на рис. 2.28. Межскважинное расстояние обычно небольшое — 8—20 м. Площадные системы используются довольно редко.

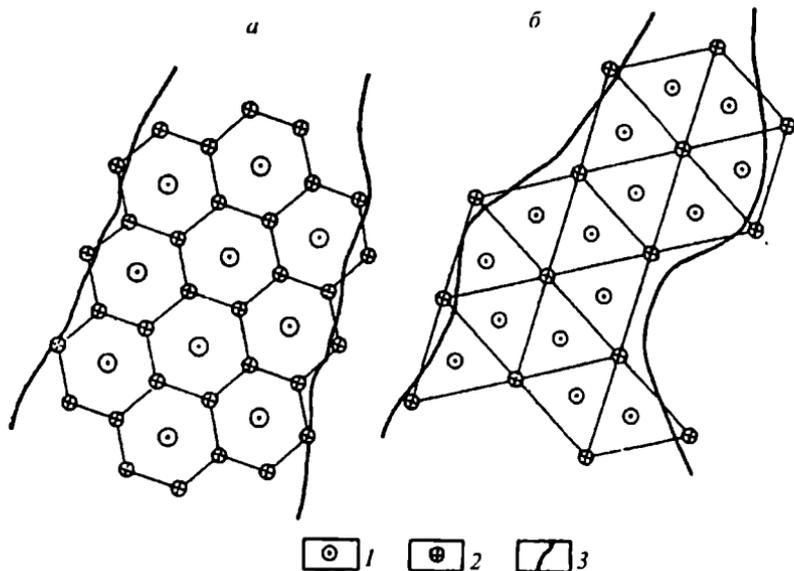


Рис. 2.28. Площадные (ячеистые) системы расположения скважин:
а — с гексагональными ячейками; *б* — с треугольными ячейками; 1 — скважины откачные; 2 — скважины закачные; 3 — контур рудной залежи

Линейные системы расположения скважин состоят из последовательно чередующихся рядов откачных и закачных скважин. Наиболее часто встречающиеся варианты линейной системы расположения скважин приведены на рис. 2.29. Расстояния между рядами скважин и скважинами в ряду L колеблются в широких пределах — от 15 до 50 м и более. Добычная ячейка обычно состоит из двух закачных и одной откачной скважины, принадлежащих к трем последовательно расположенным рядам. Линейные системы весьма широко применяются на практике при разработке месторождений любого типа.

Наиболее благоприятной считается линейная система с шахматным расположением скважин при соотношении расстояний между скважинами в ряду и между рядами 1:2.

Комбинированные системы включают элементы площадной и линейной систем, к ним относятся также системы с использованием противофильтрационных горизонтальных и вертикальных завес для ограничения растекания выщелачивающего реагента в горизонтальном и вертикальном направлениях. Для уменьшения утечки рабочего раствора на некотором расстоянии от рудного тела вверх и вниз по току подземных вод разбуривается по два ряда скважин. Схема разработки месторождения с завесами приведена на рис. 2.30. Внешние ряды скважин

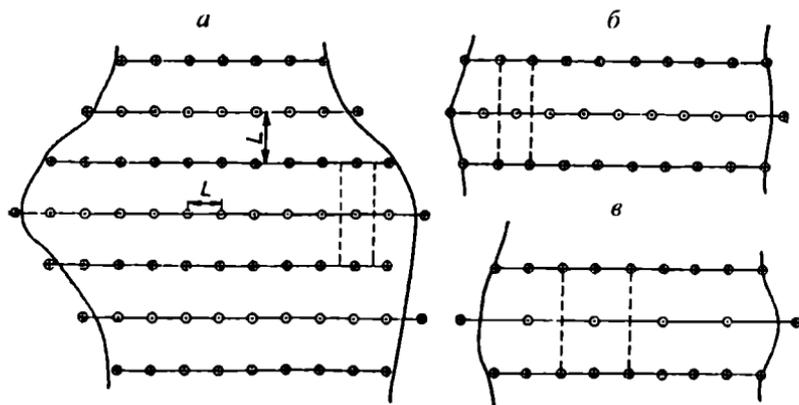


Рис. 2.29. Линейные системы расположения скважин:

а — прямоугольная; *б* — шахматная; *в* — с отношением числа откачных скважин к числу закачных — 1/2, 1/5 и т.д.

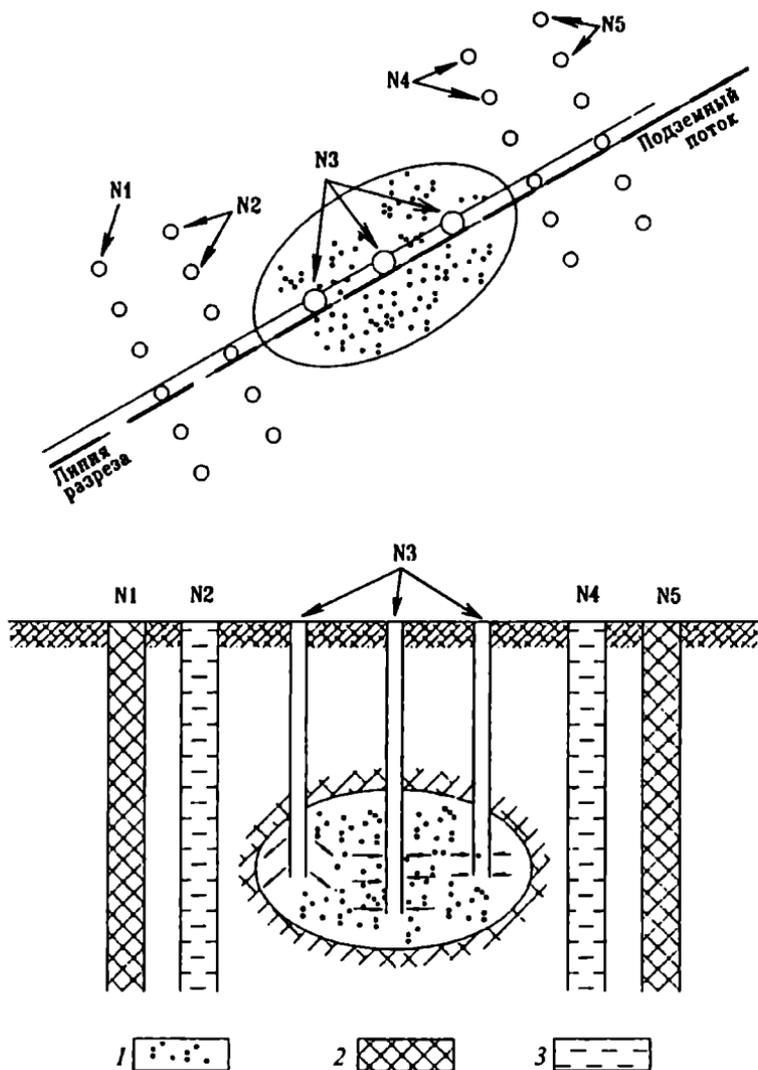


Рис. 2.30. Схема разработки месторождения с завесами

(№ 1—№ 5) служат для создания механического барьера. Для этого в эти ряды скважин нагнетается твердеющий материал (цемент, синтетические смолы и др.). Нагнетанием в скважины внутренних рядов (№ 2—№ 4) веществ, которые затвердевают после взаимодействия друг с другом и пластовой водой, созда-

200

ется химический барьер. Аналогичные барьеры могут создаваться над и под рудной залежью.

Имеется опыт по гидроразрыву пластов с последующим формированием на месте разрыва искусственных непроницаемых пропластков из глиноцементной смеси или твердеющих синтетических смол.

Работы по созданию гидрозавес и гидроразрыву весьма трудоемки и дорогостоящи, поэтому целесообразность их проведения должна подтверждаться в каждом конкретном случае технико-экономическими расчетами.

Принципиальная технологическая схема переработки продуктивных растворов подземного выщелачивания приведена на рис. 2.31. На ряде предприятий попутно с ураном извлекается и молибден, изучается возможность получения и других элементов, в первую очередь селена.

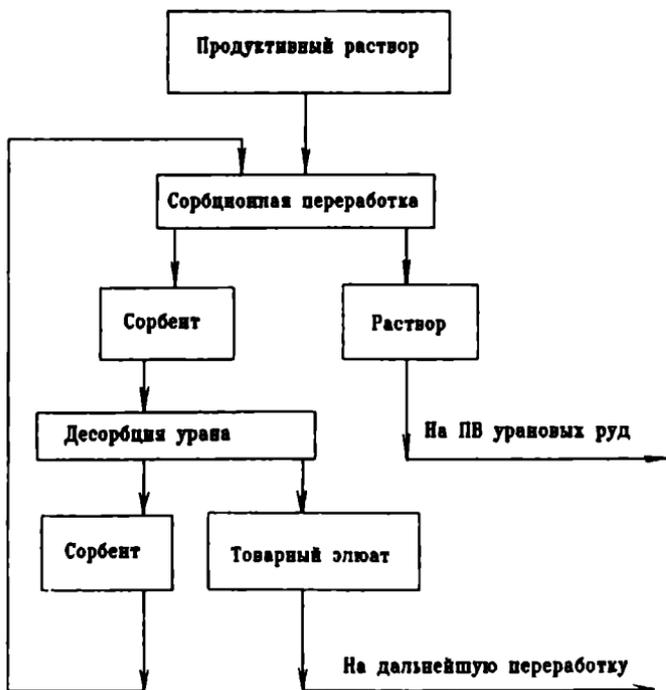


Рис. 2.31. Принципиальная технологическая схема сорбционной переработки продуктивных растворов подземного выщелачивания

2.8. СКВАЖИННАЯ ГИДРОДОБЫЧА УГЛЯ ГИДРОАГРЕГАТАМИ

Одним из главных направлений повышения эффективности подземной добычи угля является дальнейшее развитие процессов добычи угля и гидравлической технологии, которая отличается поточностью и малооперационностью, возможностью обеспечения процесса угледобычи без постоянного присутствия людей в забое.

Углубление горных работ и связанное с этим возрастание горного давления явились причиной несоответствия параметров систем разработки и выемочной техники изменившимся горно-геологическим условиям.

По данным ВНИМИ при глубинах разработки свыше 300 м большинство пластов Кузбасса становятся опасными по горным ударам, что не позволяет применять короткозабойные системы разработки с оставлением целиков угля.

В настоящее время повышение производительности гидравлического разрушения осуществляется учеными научно-исследовательских институтов в направлении: увеличения давления и расхода воды, оптимизации параметров систем разработки, разработки гидромониторов с тонкими пульсирующими струями.

Для отработки пластов применяются лавы с механизированными комплексами и гидротранспортом, короткозабойные (до 10—15 м) системы разработки с механогидравлической и гидромониторной выемкой. Созданные гидромониторы ГМДЦ-3М, 12ГД работают при давлении воды 10—12 МПа с расходом 180—400 м³/ч. Следует отметить, что процесс гидравлической выемки не стабилен; производительность колеблется от 2—3 до 120—150 т/ч. Дальнобойность струи, как правило, не превышает 6—9 м. Одним из существенных недостатков является высокая энергоемкость гидравлического разрушения, превышающая в несколько раз энергоемкость механического разрушения.

Устранение отмеченных недостатков ведется в направлении создания гидромониторов с повышением давления до 16 МПа. Разработаны импульсные двустольные гидромониторы ГЦ-4, УВП-1, ГПИ, механогидравлические комбайны МГК. Ведутся исследования по созданию робота для гидроотбойки АГА.

Совершенствование подземной гидравлической добычи ведется и за рубежом, в таких странах, как Канада, Япония, КНР, США, ФРГ, Англия, ПНР и др. Общий объем угля, добываемого на зарубежных гидрошахтах, составляет 12—20 млн т/год. При этом на пластах с углами падения от 15 до 70° и мощности от 1,6 до 16 м достигнуты высокие нагрузки на очистной забой и производительность труда рабочего по участку.

Повышение производительности гидроотбойки за счет увеличения давления и расхода воды, как показывают расчеты, не позволяет достигнуть существенного увеличения нагрузки. Так, при отбойке угля гидромонитором с насадкой, удаленной от плоскости забоя на расстояние 1 м, повышение давления с 10 до 16 МПа позволило увеличить производительность гидроотбойки всего в 1,4—2,0 раза, при этом возрастают энергозатраты на разрушение.

Выполненные расчеты показывают, что наиболее влияющим на производительность гидравлического разрушения фактором является расстояние от насадки гидромонитора до разрушаемого забоя. Приведенные на рис. 2.32, 2.33 зависимости свидетельствуют об ухудшении всех показателей, характеризующих процесс гидравлического разрушения с удалением насадки гидромонитора от забоя.

Таким образом, наиболее эффективным направлением, позволяющим в десятки раз повысить производительность гидроотбойки, снизить энергоемкость гидроразрушения в несколько раз, повысить консистенцию пульпы, является приближение гидромонитора на оптимальное расстояние к забою. Это может быть достигнуто за счет его перемещения за разрушаемым забоем с оптимальной скоростью. При этом должны быть созданы новые технологические схемы очистной выемки, установлены оптимальные параметры струеформирующих аппаратов и скорости их перемещения. Основное оборудование для этого — технологические схемы на основе гидромониторных агрегатов.

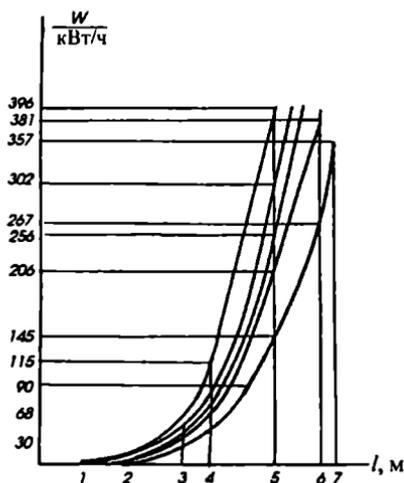


Рис. 2.32. Зависимость удельной энергоёмкости гидромониторной отбойки от расстояния насадки до забоя

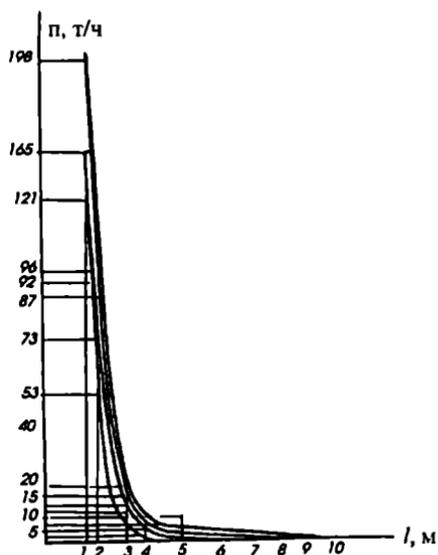


Рис. 2.33. Зависимость гидромониторной выемки угля от расстояния насадки до забоя

Технологическая схема гидродобычи угля с помощью самоходного скважинного гидромониторного агрегата показана на рис. 2.34.

Рабочим органом гидромониторного агрегата служит струя высокого давления, которая осуществляет разрушение полезного ископаемого. Выемка агрегатом ведется в затопленном объеме, когда плотность материала струи больше плотности среды.

Основные параметры гидроагрегатной струи — скорость вылета струи, расход жидкости и диаметр насадки.

Нормальная нагрузка на разрушаемый слой угольного пласта определяется из выражения

$$\sigma = \gamma_n qH, \text{ Па}, \quad (2.49)$$

где q — ускорение свободного падения, м/с^2 ; γ_n — плотность вышележащих горных пород, кг/м^3 .

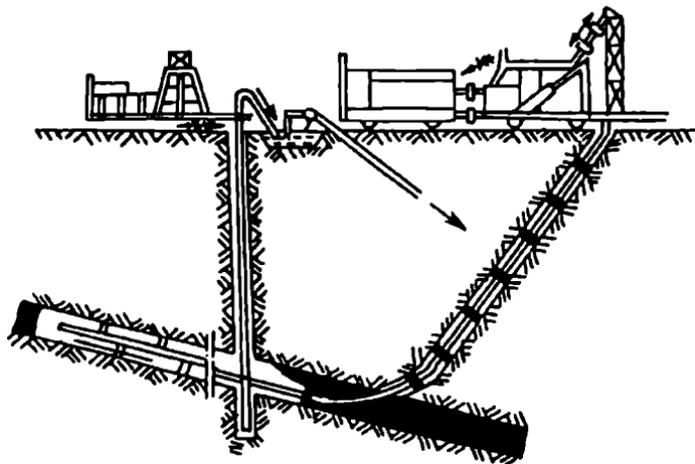


Рис. 2.34. Технологическая схема гидродобычи угля с помощью самоходного скважинного агрегата

Поровое давление

$$P_{\text{гидр}} = \gamma_{\text{в}} qH, \text{ Па}, \quad (2.50)$$

где $\gamma_{\text{в}}$ — плотность грунтовых вод, кг/м^3 .

Сопротивление сдвигу водонасыщенных пород

$$\tau_s = C_0 + \sigma_3 \text{tg} \varphi, \text{ Па}, \quad (2.51)$$

где C_0 — коэффициент сцепления пород, Па; φ — угол внутреннего трения для пород, град.

Минимальная удельная сила удара струи, достаточная для разрушения угольного пласта:

$$P_{y \text{ min}} = \tau_s, \text{ Па}. \quad (2.52)$$

Давление воды на входе в насадку

$$P_0 = P - \Delta P_c + \gamma_x qH - \Delta P_r, \text{ Па}, \quad (2.53)$$

где P — давление рабочей жидкости, развиваемое насосом, Па;
 ΔP_c — потери давления в сети, ориентировочно;

$$\Delta P_c = (0,020 + 0,050) \cdot 10^6, \text{ Па}; \quad (2.54)$$

γ_x — плотность рабочей жидкости, кг/м³; ΔP_r — потери давления в насадке гидравлического агрегата, определяются ориентировочно;

$$\Delta P_r = (0,4 + 0,7) \cdot 10^6, \text{ Па}. \quad (2.55)$$

Начальная скорость истечения струи

$$U_0 = \psi \sqrt{2 \cdot 10^{-3} P_0}, \text{ м/с}, \quad (2.56)$$

где ψ — коэффициент скорости, принимается $\psi = 0,92 + 0,96$.

Расход воды определяется по формуле

$$Q = \frac{\pi d_n^2}{4} \alpha U_0, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (2.57)$$

где α — коэффициент сжатия струи; принимается равным 1; d_n — диаметр насадки гидроагрегата, м.

Коэффициент структуры потока струи

$$a = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{n P_{\text{гидр}}}{10^6}}, \quad (2.58)$$

где n — опытная величина, определяемая из соотношения в зависимости от значения $P_{\text{гидр}}$.

$P_{\text{гидр}}$, МПа	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0
n	1,87	1,47	1,00	0,56	0,20

Расстояние от насадки до забоя, на котором возможно разрушение породы:

$$l = \frac{d_n (1600 U_0^2 - 0,29 \tau_s)}{2 a \tau_s}, \text{ м}. \quad (2.59)$$

Производительность гидравлического разрушения для условий Кузбасса определяется по формуле Н.Ф. Цяпко:

$$P = A \left(\frac{P_0 \cdot 10^{-3}}{q} \right)^{2,5} \cdot (10^3 \cdot d_n)^2 \cdot 10^{-4}, \text{ т/ч}, \quad (2.60)$$

где A — опытный коэффициент, принимаемый обратно пропорционально коэффициенту крепости угля в диапазоне значений

$$f = 0,8 \div 1,2 \text{ от } A = 1,2 \div 1,7.$$

Пример. Апсатское месторождение каменного угля расположено на территории Каларского района Читинской области. Максимальная угленасыщенность нижнего горизонта отмечается на северном, восточном и юго-восточном флангах, где он содержит от 3 до 14 угольных пластов рабочей мощности. Глубина залегания на выходах пласта под наносы колеблется от 40 до 80 м, коэффициент сцепления $C_0 = 6000$ Па, плотность покрывающих пород $\gamma_n = 2300$ кг/м³, а угол внутреннего трения $\varphi = 30^\circ$. Плотность грунтовых вод $\gamma_v = 1030$ кг/м³. Для выемки угольного пласта применяют скважинный гидромониторный агрегат с диаметром насадки $d_n = 0,022$ м, плотностью рабочей жидкости $\gamma_{рж} = 1000$ кг/м³ и давлением, создаваемым центробежным насосом $P = 2,5 \cdot 10^6$ Па. Требуется подсчитать: минимальную длину струи, расход воды и производительность скважинного гидравлического агрегата.

Решение. 1. Нормальная нагрузка на разрушаемый слой

$$\sigma = \gamma_n qH = 2300 \cdot 9,81 \cdot 50 = 11,28 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

2. Поровое давление

$$P_{\text{гидр}} = \gamma_v qH = 1050 \cdot 9,81 \cdot 50 = 5,05 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

3. Эффективное напряжение

$$\sigma_3 = \sigma - P_{\text{гидр}} = 11,28 \cdot 10^5 - 5,05 \cdot 10^5 = 6,23 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

4. Соппротивление сдвигу

$$\tau_s = 6000 + 6,23 \cdot 10^5 \cdot \text{tg } 30^\circ = 3,65 \cdot 10^5.$$

5. Давление воды на входе в насадку

$$P_0 = 2,5 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^4 + 1000 \cdot 9,81 \cdot 50 - 5,05 \cdot 10^5 = \\ = 2,46 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

6. Начальная скорость истечения струи

$$U_0 = \psi \sqrt{2 \cdot 10^{-3} P_0} = 0,9 \sqrt{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4 \cdot 10^6} = 65,8 \text{ м/с.}$$

7. Расход воды

$$Q = \alpha \frac{\pi d_n^2}{4} U_0 = 1 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} \cdot 65,8 = 2,5 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с.}$$

8. Коэффициент структуры потока струи

$$a = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{n P_{\text{гидр.}}}{10^6}} = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{1,87 \cdot 5,05 \cdot 10^5}{10^6}} = 0,066.$$

9. Расстояние от насадки до забоя

$$l = \frac{d_n (1600 U_0^2 - 0,29 \tau_s)}{2 a \tau_s} = \\ = \frac{0,022 (1060 \cdot 63,4^2 - 0,29 \cdot 3,65 \cdot 10^5)}{2 \cdot 0,066 \cdot 3,65 \cdot 10^5} = 2,04 \text{ м.}$$

10. Производительность гидравлического разрушения

$$\Pi = \frac{k P_0 \cdot 10^{-3}}{q} = \frac{4,8 \cdot 2,46 \cdot 10^6 \cdot 10^{-3}}{9,81} = 1203 \text{ т/ч.}$$

2.9. СКВАЖИННАЯ ГИДРОДОБЫЧА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Скважинная гидродобыча (СГД) — метод подземной добычи твердых полезных ископаемых, основанный на приведении полезного ископаемого на месте залегания в подвижное состояние путем гидромеханического воздействия и выдачи его в виде гидросмеси на поверхность.

Основными технологическими процессами при скважинной гидродобыче являются: вскрытие месторождения с помощью скважин, гидравлическое разрушение (размыв) напорной струей воды (в осушенном или затопленном очистном пространстве), дезинтеграция и перевод в забое разрушенной массы в гидросмесь, транспортирование (самотечное или напорное) гидросмеси от забоя до пульпоприемной скважины (выработки), подъем гидросмеси на поверхность, обогащение, складирование хвостов обогащения, осветление оборотной воды и водоснабжение, управление горным давлением. Принципиальная технологическая схема предприятия скважинной гидродобычи приведена на рис. 2.35.

Способ скважинной гидродобычи предложен советским инженером В.Г. Вишняковым в 1935 г. Он использовался при разработке фосфоритов и песков для стекольной промышленности в 60-х годах в Польше и рассыпного золота в 70-х годах в Канаде.

Основные работы по созданию промышленных образцов технических средств и технологических схем относятся к 70-м годам. С 1970 г. в США серийно выпускают установки скважинной гидродобычи, используемые для добычи мягких бокситовых руд, нефтеносных песчаников, урана. Промышленная разработка месторождений ураноносных песчаников способом скважинной гидродобычи начата в США с конца 1979 г.

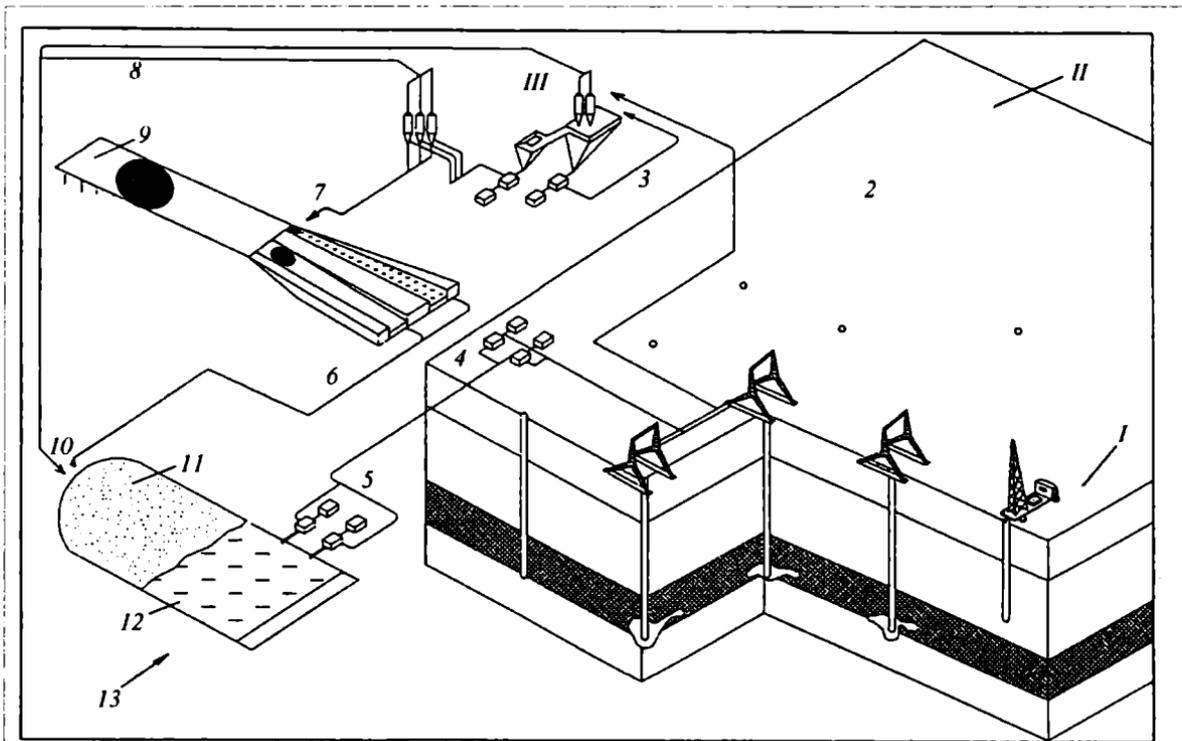


Рис. 2.35. Принципиальная технологическая схема предприятия скважинной гидродобычи: *I* — участок скважинной гидродобычи; *II* — участок повторной обработки целиков выщелачиванием; *III* — участок обогащения

В СССР и России скважинный способ применяли при добыче фосфоритов, а также обводненных крупнозернистых песков, залегающих под слоем многолетней мерзлоты в районе нефтяных месторождений Тюменской области, для создания промышленных площадок буровых установок.

Обычно методом скважинной гидродобычи разрабатываются рыхлые, слабосцементированные руды.

Перспективными для этого метода являются все легко диспергируемые, пористые, рыхлые и слабосвязные залежи полезных ископаемых, к которым относятся: месторождения торфа, фосфорит и марганецсодержащие отложения, россыпные месторождения золота, олова, янтаря, алмазов, титана, осадочные месторождения редких и радиоактивных руд, мягкие бокситовые руды, битуминозные песчаники, угли, горючие сланцы и т.п.

Скважинная гидродобыча может применяться как самостоятельный способ геотехнологической разработки, так и в комбинации с последующим подземным выщелачиванием при разработке песчано-глинистых и глинистых отложений.

Способ СГД может использоваться как вспомогательный (подготавливающий) для повышения эффективности подземного выщелачивания в залежи полезного ископаемого с недостаточной естественной проницаемостью.

Скважинная гидродобыча может использоваться для разведки (опробования) осадочных и россыпных месторождений, залегающих в сложных горно-геологических условиях, так как позволяет повысить достоверность геолого-разведочных данных и поднимать на поверхность большие технологические пробы массой до 100 т и более.

В соответствии с технологической схемой, приведенной на рис. 2.35, на предприятии выделяют три участка: *I* — участок скважинной гидродобычи; *II* — участок повторной отработки целиков выщелачиванием; *III* — участок обогащения.

На участке повторной отработки целиков выщелачиванием используются те же скважины, что и на участке скважинной гидродобычи, но одни из них являются скважинами подачи растворителя *1*, а другие — скважинами откачки раствора для сорбции *2*.

Предприятие СГД включает: полигон с разбуренными скважинами и уложенными трубопроводами для подачи сжатого воздуха, напорной воды и гидротранспорта пульпы 3 до склада; осветлительный бассейн, насосную и компрессорную станции, электроподстанцию и другие подсобные службы.

Под технологией добычи полезных ископаемых методом СГД понимается совокупность производственных операций по разрушению и смыву руды, увязанная во времени и пространстве. Последовательность их выполнения составляет технологическую схему способа СГД.

Методы отработки добычной камеры могут отличаться по направлению действия струи гидромонитора и схеме доставки разрушенной руды к всасу выдачного устройства:

- ◆ встречным забоем — когда направление разрушающей струи не совпадает с направлением смывающей насадки;

- ◆ попутным забоем — когда они полностью или частично совпадают;

- ◆ совмещенным забоем, когда струи боковых насадок гидромонитора попутным забоем разрушают пласт руды и смывают ее к всасу пульпоподъемного механизма, а струи передних насадок встречным забоем разрабатывают пласт;

- ◆ комбинированным забоем — когда сперва две рядом расположенные камеры отрабатывают встречным или совмещенным забоем, а затем попутным забоем производится отработка междукамерных целиков и зачистка почвы камеры.

Горные породы делятся на две группы: с жесткими связями, без жестких связей.

Для диспергирования методом СГД наиболее предпочтительны породы без жестких связей. Различают: связные (глинистые, лёссовые) и рыхлые горные породы. Существует несколько методов разрушения:

- ◆ фильтрационным потоком, когда происходит вымывание отдельных составляющих массива;

- ◆ гидромониторной струей, когда происходит разрушение массива и вынос продуктов разрушения.

Наиболее эффективен второй метод разрушения. В результате воздействия струи на забой в нем образуется лунка в форме параболоида, размеры которого зависят от крепости породы и времени воздействия. После удаления разрушенных частиц из лунки в ней образуются трещины. Если удар наносится под углом к поверхности, происходит отделение частиц от массива.

Отработка очистных камер может осуществляться встречным, попутным или боковым забоем.

При встречном забое направление самотечного движения потока пульпы противоположно движению гидромониторной струи. Отработка встречным забоем эффективна при разработке мощных залежей полезных ископаемых, превышающих 3 м, любого залегания, а также маломощных пологих, наклонных, крутонаклонных и крутых залежей с углами наклона более 6—8°, когда уклон почвы забоя обеспечивает эффективное самотечное транспортирование отбитой горной массы к выдачной скважине.

При попутном забое направление движения потока пульпы совпадает с направлением струи, и ее энергия используется не только для отбойки, но и для принудительной доставки отбитой массы полезного ископаемого к выдачному устройству, что позволяет вести обработку тонких и весьма тонких (менее 1 м) пологозалегающих (уклон менее 6°) и горизонтальных залежей полезного ископаемого с минимумом потерь и разубоживания.

При боковом забое по контуру очистной камеры или в центре ее до начала очистной выемки ниже почвы рудной залежи проводятся транспортные щели с уклоном более 6° в сторону зумпфа выдачного устройства. Отбитая горная масса смывается струей гидромонитора в указанную щель, где обеспечены условия для эффективного самотечного гидротранспортирования.

Размеры камер определяются в основном устойчивостью пород кровли залежи. Так как отработка камеры ведется без присутствия людей в очистном забое, а средства контроля за состоянием кровли чрезвычайно сложны, размыв ведется непрерывно, вплоть до обрушения пород кровли. Время отработки камер невелико, отбойка ведется затопленной струей при под-

поре пород кровли жидкостью за счет гидростатического давления, поэтому имеется возможность обрабатывать залежи с неустойчивыми вмещающими породами, разработка которых традиционным подземным способом неэффективна.

Обработка залежи может вестись или одиночными камерами, или сплошным забоем в отступающем порядке с управляемой посадкой кровли. Возможно управление кровлей полной закладкой.

По состоянию очистного пространства в процессе разработки выделяют 3 технологические схемы скважинной гидродобычи: с отбойкой полезного ископаемого в осушенном очистном пространстве свободными струями, в затопленном очистном пространстве свободными затопленными струями, с использованием плавунных свойств полезного ископаемого и разрушением несвободными затопленными струями.

Схема скважинной гидродобычи с отбойкой полезного ископаемого в осушенном забое, применяемая при небольших притоках воды, позволяет разрабатывать горные породы значительной крепости, осуществлять эффективную доставку отбитой горной массы, легко управлять очистными работами и горным давлением.

Схема скважинной гидродобычи с отбойкой полезного ископаемого в затопленном забое позволяет вести обработку несвязных залежей полезных ископаемых на больших глубинах в условиях больших водопритоков, в частности под водоемами и на шельфе Мирового океана.

Схема скважинной гидродобычи с использованием плавунных свойств полезного ископаемого, а также превращение полезных ископаемых в псевдоплавунное (подвижное) состояние за счет управляемого разрушения естественной структуры массива в связных горных породах применяется при достаточной мощности залежи полезного ископаемого (более 3 м). Для доставки рудной массы в псевдоплавунном или плавунном состоянии к выдачному устройству используется давление вышележащих пород.

Вода в скважины подается по трубам с площадки насосной станции 4, куда подводится напорная вода 5. Разделение жидко-

го и твердого осуществляется на специальной площадке, в результате чего получается слив 6 и концентрат 7. При этом выделяется из грузопотока также шлам 8. Отгрузка концентрата осуществляется с погрузочной эстакады 9. Хвосты обогащения 10 поступают в хвостохранилище 11. Обратная вода осветляется в пруде-отстойнике 12, куда также подается и подпиточная вода 13.

Основной инструмент для разрушения полезного ископаемого — напорная вода. Обычно это гидромониторная струя воды. Интенсификация разрушения достигается воздействием вибрации, взрыва, химического или микробиологического воздействия. Выдача полезного ископаемого на поверхность осуществляется эрлифтом, гидроэлеватором, погружными насосами или их комбинацией.

Технология СГД в принципе включает в себя следующее:

- ◆ проведение детальной разведки и планировки поверхности;
- ◆ вскрытие месторождения бурением добычных скважин диаметром 250—500 мм до подстилающих пород пласта;
- ◆ подготовительные работы по подаче воды, сжатого воздуха, электроэнергии;
- ◆ разрушение струей воды руды и выдача ее на поверхность в виде гидросмеси;
- ◆ гидротранспортирование в приемные бункеры.

Системы разработки при СГД могут быть различными: с открытым пространством, с обрушением покрывающих пород, с закладкой выработанного пространства; комбинированные.

Выбор той или иной системы разработки зависит от конкретных условий залегания месторождения.

Хотя первые предложения по применению скважинных гидромониторов относятся к 1936 г., широкого распространения метод СГД до сих пор не получил.

Различные способы разрушения горных пород и доставки их на поверхность предлагают С. Астон, Г. Вилдл, Б.В. Исмагилов, Д.И. Шпак и другие ученые.

Разрабатываются способы скважинной гидродобычи песчано-гравийных материалов, россыпного золота, руд других металлов из россыпных месторождений. Наиболее успешные результаты получены в США при разработке уранового месторождения. Ведутся работы по СГД в Польше. В бывшем СССР в начале 1970-х гг. обнадеживающие результаты получены на Кенгисепском месторождении фосфоритонесных песков.

В 1960—1970-е гг. обобщаются теоретические и методологические основы скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых в трудах В.Ж. Аренса, Д.П. Лобанова, Н.В. Мельникова, А.И. Калабина и др.

После разработки участка производится его рекультивация.

Эффективность СГД определяется количеством руды, добываемой из одной скважины. Комплекс оборудования для разработки месторождений способом скважинной гидродобычи называется скважинным гидродобычным агрегатом. Он состоит из наземно-управляющей установки (НУУ) и скважинного гидродобычного снаряда (СГС).

В качестве НУУ используются специальные самоходные и несамоходные устройства — манипуляторы с гидравлическим или электромеханическим приводом, осуществляющие по определенной программе (жесткой или адаптивной) операции по очистной выемке. К таким операциям относятся: перемещение скважинного гидродобычного снаряда с заданной скоростью в вертикальной плоскости в пределах мощности залежи, повороты СГС в пределах угла раскрытия камеры; перевод гидромонитора на отработку следующей очистной камеры. Обычно в качестве НУУ используются те же буровые агрегаты, которыми осуществлялось бурение скважин.

Схема добычного снаряда скважинной гидродобычи приведена на рис. 2.36. Скважинный гидродобычный снаряд состоит из верхнего оголовка питателя *I*, набора секций става (водовода и пульповода) *II*, нижнего оголовка с гидромонитором и выдачным устройством *III*. На рисунке римской цифрой *IV* показан рудный пласт, а цифрой *V* — налегающие породы.

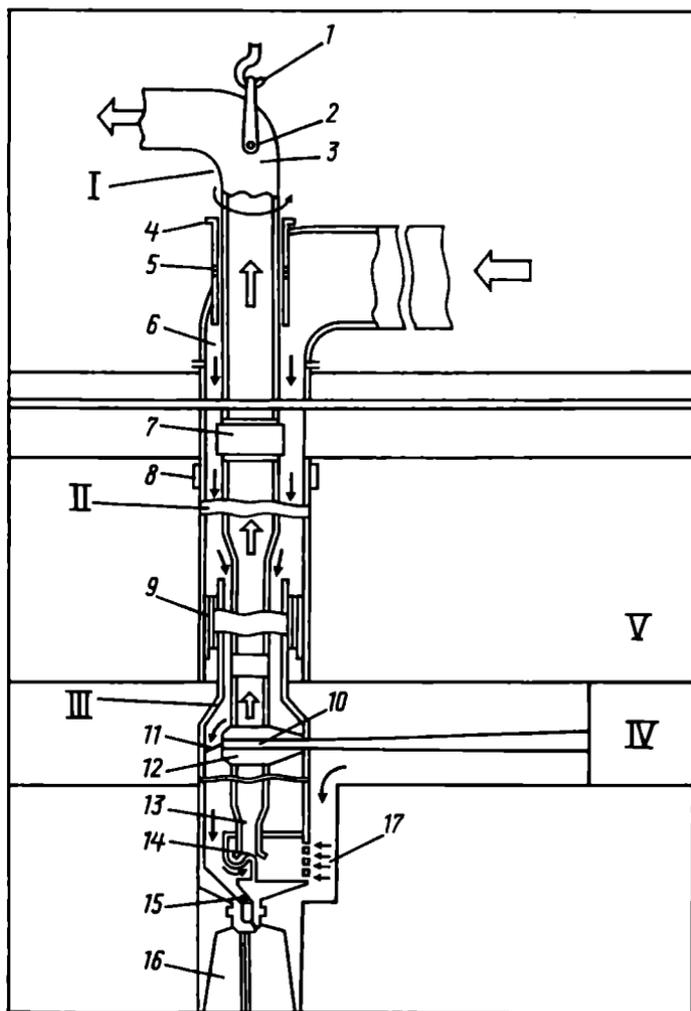


Рис. 2.36. Схема добычного снаряда скважинной гидродобычи:

I — верхний оголовок питателя; *II* — набор секций става (водовода и пульповода); *III* — нижний оголовок с гидромонитором и выдачным устройством; *IV* — рудный пласт; *V* — налегающие породы

Верхний оголовок СГС включает подъемное устройство *1*, верхнюю изогнутую часть пульповода *2*, поворотное устройство *3*, грундбуксу *4*, верхний герметизирующий сальник *5*, водовод, монтируемый из обсадных труб, *6*. Отдельные секции става

монтируются с помощью муфтового соединения пульповода 7 и водовода 8. В налегающих породах перед вскрытием залежи устанавливается пакер 9.

Отбойка полезного ископаемого осуществляется гидромонитором 10, режим работы которого управляется регулирующим клапаном 11. Для пропуска и снижения сопротивления движению пульпы в пульповоде устанавливается обтекатель гидромонитора 12. В состав нижнего оголовка также входит смесительная камера гидроэлеватора 13 с насадкой 14. Заканчивается СГС клапаном бурового устройства 15 и буровым долотом 16. Отбитая горная масса скапливается в зумпфовой части скважины 17.

При технологической схеме СГД с осушенным очистным пространством применяются скважинные гидромониторы:

- ◆ встроенные, выполненные в виде цилиндрического патрубка и расположенные внутри СГС под углом 90° к его продольной оси;

- ◆ выводные, располагаемые шарнирно и занимающие при спусках и подъемах вертикальное положение в специальном углублении на внешней трубе СГС и выводящиеся в рабочее горизонтальное положение с помощью гидропривода или автоматически за счет силы реакции струи.

Выводной гидромонитор имеет вращающуюся головку с системой насадок, закрепленную на телескопическом стволе.

Система насадок включает: центральную — врубную, не вращающуюся (20—40 мм), боковую отбойную (15—20 мм), направленную в сторону забоя под углом $20\text{—}50^\circ$ к оси ствола, и боковую транспортирующую (20—30 мм), направленную назад, в сторону выдачного механизма, и наклоненную под углом $10\text{—}15^\circ$ к оси ствола.

Существует большое количество механизмов управления выводом телескопического ствола в горизонтальное положение, в том числе с гибким всасом. Длина става в рабочем положении — 6—8 м, в собранном — 1,75 м. Перемещение разрушенной горной массы к всасу выдачного устройства происходит в потоке по почве камеры самотечным или напорным потоком.

Содержание глинистых частиц повышает устойчивость смеси.

Для смещения образцов различной формы и крупности требуются различные скорости потока.

Наибольшее распространение при СГД получил эрлифтный подъем. Эрлифтный подъем имеет очень низкий КПД (10—30 %), но широко применяется для откачки пульпы. Его достоинства: простота, надежность, возможность свободного выноса абразивных частиц. Кроме эрлифтов для подъема полезного ископаемого может быть использован гидроэлеватор, землесосы.

Для подъема рудной пульпы с глубины до 120—150 м используются высоконапорные гидроэлеваторы центрального, кольцевого или комбинированного типа, позволяющие осушать очистное пространство.

Для увеличения высоты подъема до 300 м разработаны комбинированные схемы подъема, в которых основным подъемным устройством является гидроэлеватор, вспомогательным — эрлифт.

При технологической схеме СГД с затопленным пространством в связи с быстрым гашением энергии свободных затопленных струй применяются гидромониторы: шаговые реактивные, телескопические выдвижные и выводные, удлиняющиеся до 8—12 м по мере продвижения забоя.

При этой технологической схеме подъем рудной пульпы осуществляется эрлифтами.

При технологической схеме СГД с использованием плавучих свойств руды применяются короткоствольные встроенные невыдвижные гидромониторы или разрушение за счет создания различий гидравлического градиента в разных частях залежи полезного ископаемого.

Подъем рудной пульпы при этой технологической схеме осуществляется гидроэлеваторами, эрлифтами или путем создания на месте разработки избыточного гидростатического давления.

Став промежуточных секций СГД собирается из соосно-расположенных труб различного диаметра, за счет чего образу-

ются полости для подачи воды, сжатого воздуха и подъема пульпы. Монтаж всех колонн става может вестись с буровой установки одновременно со спуском нижнего оголовка. Такой СГС может осуществлять бурение скважин с обратно всасывающей промывкой. Гидромонитор при этой конструкции имеет возможность практически неограниченного продольного перемещения относительно поверхности. Колонны става могут монтироваться раздельно. При этом наружная труба СГС используется в неустойчивых налегающих породах в качестве обсадной, а нижний оголовок с пакером, перекрывающим межтрубное пространство, опускается на забой вместе с внутренней трубой. Продольное перемещение гидромонитора при такой конструкции ограничено длиной хода секции нижнего оголовка в пакере, составляющей до 10 м. При необходимости нижний оголовок может быть извлечен из скважины без подъема наружной (обсадной) трубы. Верхний оголовок в зависимости от принятой конструкции става изготавливается в виде двухпроходного или однопроходного вертлюга.

Метод скважинной гидродобычи требует еще серьезных научно-технических и опытно-конструкторских проработок для повышения его надежности и расширения области применения.

На освоенных месторождениях его эффективность доказана промышленной эксплуатацией. В последние годы существенно возрос объем научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по распространению способа СГД на месторождениях ископаемых углей со сложными горно-геологическими условиями залегания.

2.10. СКВАЖИННАЯ ГИДРОДОБЫЧА УГЛЯ С БИООБРАБОТКОЙ МАССИВА

С ухудшением горно-геологических условий при увеличении глубины залегания пластов становятся более актуальными бесшахтные или скважинные способы добычи угля. Необходимой операцией при реализации скважинного способа является перевод угля в транспортабельное состояние. Одним из возможных путей такого перевода — нагнетание в пласт различных химических веществ и воздействие физическими, в основном температурными полями. Уголь в результате химических процессов может перейти в газовую, жидкую среду или превратиться в порошок, который можно извлечь через скважину.

Практика применения микроорганизмов в горно-рудной промышленности, публикации о роли микробов в образовании земной коры, генезисе месторождений полезных ископаемых определяют перспективность использования микробиологического метода как в чистом виде, так и в комбинации с другими методами воздействия на пласт.

Возможен химический способ разрыхления угля путем воздействия на его минеральную часть, т.е. окисление пирита или выщелачивание карбонатной части угля. Степень разрыхления определяется только количеством и природой зольности угля.

Технология разработки угольного месторождения методом скважинной биогидродобычи зависит прежде всего от физико-химического состава угля, главным из которых является возможность перевода угля в подвижное состояние, а также управление горным давлением. Именно эти факторы в основном определяют горно-технические параметры технологии и средств комплексной механизации скважинной гидродобычи.

Сера — одна из наиболее вредных примесей угля. При использовании углей как энергетического топлива или как сырья для газификации сера является источником образования газов, отравляющих атмосферу сернистыми оксидами.

Свободная сера в ископаемых углях не встречается, а находится как в соединениях органической части угля, так и в неорганической — в виде пирита, марказита и серноокислых соединений железа и кальция.

Наличие значительных количеств пирита обуславливают высокую сернистость каменных углей многих угольных бассейнов. Для технологического использования этих углей, а также для охраны окружающей среды необходимо резко уменьшить их сернистость.

Практика показывает, что при механическом углеобогащении среднее снижение сернистости составляет 18—20 % от общего серосодержания в угле.

Причина этого заключается, главным образом, в слабой обогатимости угля по сере, закрытости пиритных зерен и недоступности органической и частично сульфатной серы для обогащения.

Технология скважинной гидродобычи угля с использованием микробиологической обработки пласта состоит в том, что через скважины в угольный пласт подается биосуспензия для пропитки угольного пласта.

Используемые бактерии могут развиваться в безуглеродной среде и при недостатке кислорода. Характерной особенностью их является способность выделять значительное количество слизи. Бактериальная слизь накапливается за счет перевода в жидкую фазу растворенных бактериями пород и накопления продуктов метаболизма (особенно в присутствии органического углерода), которые при взаимодействии с компонентами растворенных минералов образуют обильную подвижную массу, создавая скользящую поверхность. Установлено, что при пропускании в течение 25 сут бактериальной культуры через слой угля из него выщелачивается до 12 % золы. Ослабленный бактериями выемочный блок под действием горного давления и гравитационных сил разрушается.

Уголь подвергается дезинтеграции за счет биорастворения минералов зольной части. При помощи гидромониторов производят его внутрислоевого разрушение и выдачу на поверхность в виде гидросмеси, через скважины.

Как известно, растворение твердого тела в жидкости — химический процесс, возникающий и протекающий на границе раздела твердой и жидкой фаз; такие химические реакции, происходящие на поверхности твердого тела, называются гетерогенными.

А.Н. Щукарев на основании экспериментальных данных установил закон растворения, который в дифференциальной форме можно записать так:

$$\delta \frac{dQ}{dt} = KS(C_n C), \quad (2.61)$$

где δ — плотность растворяющего вещества, г/см³; S — величина поверхности растворяющегося тела, см²; C_n — концентрация насыщенного раствора, г/см³; C — концентрация раствора в данный момент времени, г/см³; K — коэффициент скорости растворения, см/с; Q — количество вещества, переходящее в раствор за время t , см³.

Выражение (2.61) показывает, что скорость гетерогенной реакции будет прямо пропорциональна величине поверхности растворяющегося тела и недостатку насыщения жидкости. Несомненный интерес представляют полученные за последние годы новые материалы об угленосности территории, расположенной к северу от трассы БАМа. Читкандинское месторождение из-за малого количества разведанных запасов не может рассматриваться в качестве топливно-энергетической базы будущего комплекса.

Апсатское месторождение каменного угля расположено на территории Каларского района Читинской области. Промышленные скопления месторождения угля отличаются в нижних и верхних угленосных горизонтах (рис. 2.37), причем подавляющее количество запасов угля приурочено к первому. Максимальная угленасыщенность нижнего горизонта отмечается на северном, восточном и юго-восточном флангах, где он содержит от 3 до 14 угольных пластов рабочей мощности. Суммарная мощность пластов повсеместно превышает 10 м, достигая в отдельных случаях 43—67 м (при мощности отдельных пластов 11—19 м), а коэффициент рабочей угленосности меняется от 4 до 37 %.

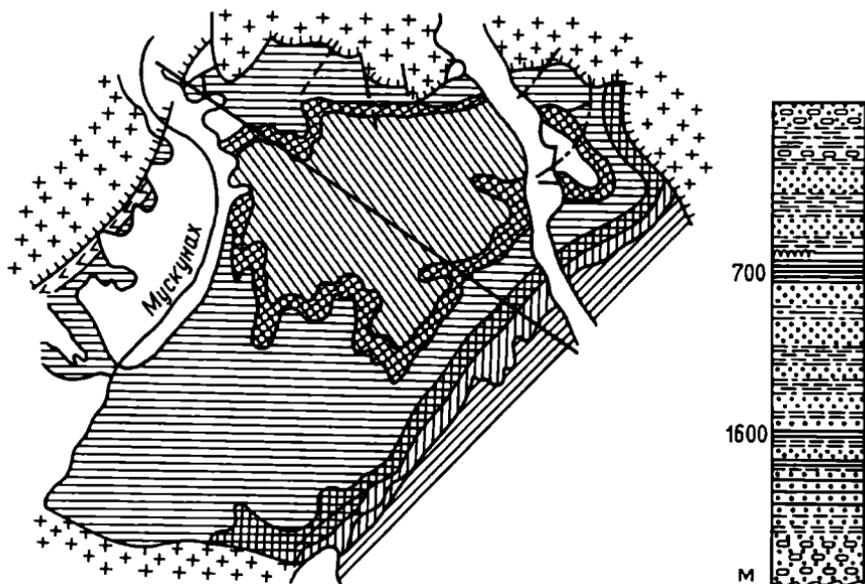


Рис. 2.37. Геологическая карта Апсатского месторождения

Приведенные данные позволяют отнести уголь нижнего горизонта к маркам КЖ и К.

Для верхнего горизонта характерна значительно более высокая зольность (10—40 %, чаще 20 %). Предположительно уголь относится к маркам ГЖ и Ж, может использоваться в основном как энергетическое сырье.

Геологические запасы Апсатского месторождения в настоящее время оцениваются в 1,5 млрд т.

Как видно из представленного анализа горно-геологических условий Апсатского месторождения, запасы угля значительны, но очень высокзольные и залегают на значительной глубине. В связи с тем, что мощность пластов угля нижнего горизонта достигает 67 м, а глубина залегания составляет 1600 м и угли большой зольности, нами предложен проект отработки месторождения выщелачиванием.

Процесс выщелачивания представляет собой замкнутый цикл и включает следующие элементы:

1. Просачивание выщелачивающей жидкости вниз через разрушенную угленосную толщу.

2. Сбор выщелачивающего раствора в выработке, расположенной ниже полостей взрыва.

3. Подъем раствора на поверхность земли.

4. Осаждение угля и повторное использование раствора.

Нами предложен и второй возможный вариант отработки мощной угленосной толщи, залегающей на значительной глубине. В связи с тем, что угольные пласты отделяются пачками сланца, то вследствие большой высоты падения и в результате воздействия ударной волны возможен диапазон размеров кусков сланца от 50 до 1500 мм.

Оценка проницаемости столба обрушения угля и сланца будет находиться примерно от $3 \cdot 10^6$ до $3 \cdot 10^7$ дарси ($1 \text{ Д} \approx 1 \text{ мкм}^2$), а объемная пористость — от 30 до 45 %. Таким образом, ожидается, что в горной массе жидкость и газы будут проходить через столб обрушения.

Для извлечения полезных компонентов физико-химическими способами непосредственно из недр, минуя выемку и выдачу угля на поверхность, потребуется несколько иной подход к некоторым вопросам разведки месторождения. Прежде всего изучение геологии и гидрогеологии угольных месторождений никак нельзя будет вести в отрыве от вопросов технологии подземного извлечения полезных ископаемых.

Новые физико-химические и микробиологические методы разработки полезных ископаемых позволяют значительно увеличить запасы полезных ископаемых по сравнению с разведанными и подсчитанными (по 10—20 % и более), так как они вводят в дело, наряду с промышленными балансовыми запасами угля, бедные, ныне не учитываемые.

На рис. 2.38 и 2.39 приведены проект подземного выщелачивания и схема заполнения угольного пласта растворителем при выщелачивании с помощью кольцевой батареи нагнетательных скважин 2 с центральной разгрузочной 1. Пуск в работу рассматриваемой схемы желательнее осуществлять в два этапа. На первом этапе формируется депрессионная воронка и действует только разгрузочная скважина, на втором этапе заканчивают растворение через нагнетательные скважины при одновременно работающей разгрузочной скважине.

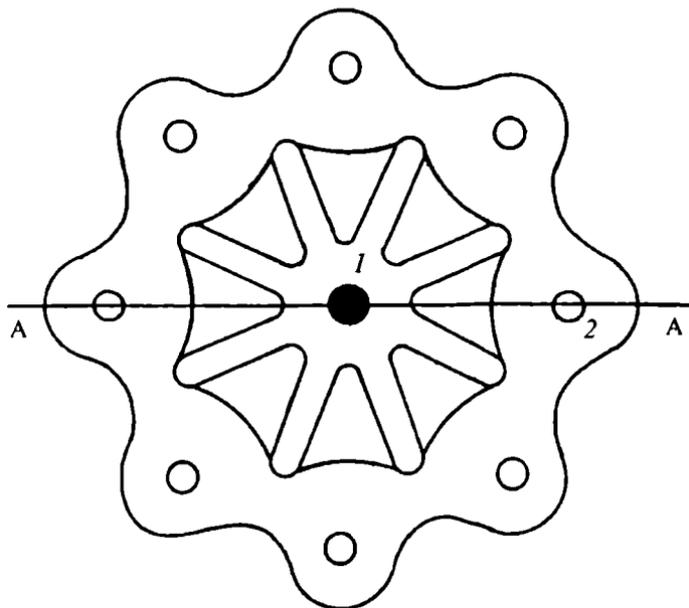


Рис. 2.38. Проект подземного выщелачивания угольной залежи при помощи скважин, закладываемых по кольцу

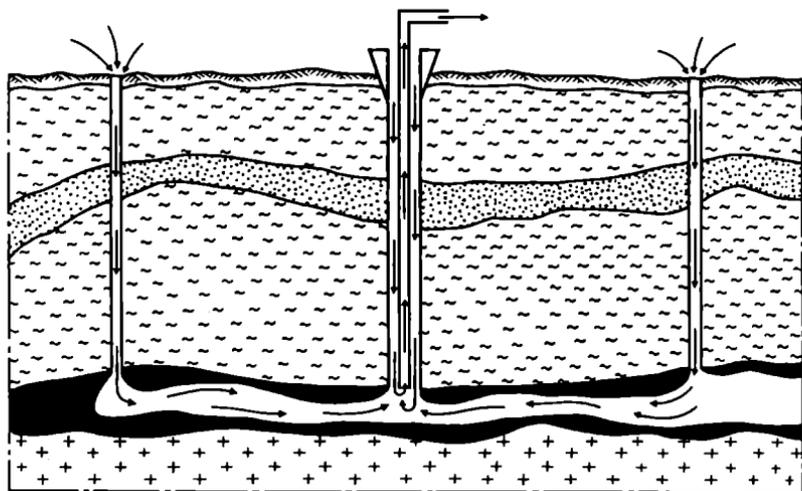


Рис. 2.39. Схема заполнения угольного пласта растворителем при выщелачивании с помощью кольцевой батареи нагнетательных скважин с центральной разгрузочной

Для рабочей стадии выщелачивания, когда угольный пласт уже заполнен растворителем, расчеты расходов и напоров на скважинах установки должны решаться конкретно.

Наиболее перспективный способ перевода угля в транспортное состояние — его физико-химическое диспергирование. Оно происходит при воздействии на уголь жидких или газообразных веществ без приложения второго рода напряжений, возникающих в угле из-за сложности его генезиса. Напряжения набухания (играющие основную роль) проявляются в виде:

- ◆ макронапряжений вследствие градиента концентрации вещества, вызывающего набухание;
- ◆ микроструктурных напряжений анизотропии набухания;
- ◆ неполного заполнения трещин угля веществом, вызывающим набухание.

$$\sigma = dE\Delta C'/(1-U), \quad (2.62)$$

где d — коэффициент набухания; $\Delta C'$ — разность концентраций веществ, вызывающих набухание; E и U — соответственно модуль упругости и коэффициент Пуассона угля, зависящие от концентрации вещества.

Огромное значение в век ускорения научно-технического прогресса имеет система принятия решений с постоянным их обновлением и оптимизацией на один этап и длительный период с использованием ЭВМ в режимах САПР и АСУ.

Производственно-техническая сложность, а также необходимость учета при проектировании особенностей функционирования шахт на всех этапах ее развития, с одной стороны, и достаточная свобода выбора проектных решений — с другой, обуславливают трудности оптимизации проектирования.

Приведенные технологические схемы с применением микроорганизмов выполнимы, так как базируются на существующих приемах и оборудовании, а со стороны микробиологии перспектива эффективного применения микробов определяется не столько достигнутыми успехами, сколько воз-

возможностями поиска новых штаммов, целевой их адаптацией и привлечением к разрабатываемой проблеме специалистов генной инженерии.

Таким образом, при химическом воздействии на уголь одним из перспективных способов является перевод угля в транспортное состояние для последующей выдачи через скважины — это дезинтегрирование массива путем его обработки веществами, вызывающими самопроизвольное физико-химическое диспергирование угля.

2.11. ДОБЫЧА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛА ЗЕМЛИ

В последние годы исследуются возможности использования глубинного тепла Земли в качестве дополнительного источника энергии. Эта идея, выдвинутая впервые К.Э. Циолковским в 1897 г., развита в дальнейшем В.А. Обручевым (1920 г.) и Ч. Парсоном (1925 г.). Она положена в основу исследований 1960—1970-х гг. по геотермике. Проблема разрабатывается в дальнейшем Ю.Д. Дядькиным, Э.В. Богуславским и др. (СССР), во Франции и США.

Большие работы по добыче и использованию тепла Земли ведутся в ФРГ. С конца 1994 г. геотермальными водами обеспечиваются 640 квартир в г. Нойштадте-Глеве. Горячая вода добывается с глубины 2250 м с температурой 100 °С. Из общей мощности построенной ТЭЦ в 9,5 МВт 6,5 МВт производятся за счет геотермальных вод.

Опыт разработки геотермальных месторождений изложен в монографии Ю.Д. Дядькина.

Внимание к геотермальным месторождениям обусловлено тем, что пригодные для использования их ресурсы составляют 137 трлн т условного топлива, что на порядок превосходит топливные ресурсы мира. Кроме того, опыт использования геотермальных теплоносителей в благоприятных условиях в 2—5 раз выгоднее топливных и атомных энергоустановок. Однако доля геотермальной электроэнергии в мировом топливно-энергетическом балансе чрезвычайно мала и составляет около 0,16 %. Хотя практическое использование тепла Земли началось еще 4 тыс. лет назад, начало научного изучения — 25 веков тому назад, только в 1828 г. в Лардеролло в Италии был сделан первый шаг в геотехнологии — начали бурить первую геотермальную скважину. В 1905 г. в Италии начала действовать первая геогЭС.

Геотермальная технология — совокупность знаний о способах, средствах и процессах добычи, обработки и доставки потребителям геотермальных теплоносителей, обеспечивающих экономическую эффективность их использования.

Геотермальные ресурсы — та часть теплосодержания твердой, жидкой и газообразной фаз земной коры, которая может быть эффективно извлечена из недр и использована при данном уровне развития геотермальной технологии и энергетики.

Геотермальная система — совокупность природных образований, инженерных сооружений, технических средств и обусловленных ими физических и технологических процессов, обеспечивающая добычу из недр, обработку и доставку потребителю кондиционного теплоносителя в условиях данного геотермального месторождения.

Принципиальная схема геотермальной циркуляционной системы приведена на рис. 2.40.

Основными элементами такой системы являются: зона теплоотбора с геотермальным коллектором, геотермальные скважины, поверхностный технологический комплекс. В систему входят как минимум две скважины: *НС* — нагнетательная и *ДС* — добычная. Для увеличения площади контакта теплоносителя с породным массивом в последнем формируются трещины гидроразрыва *Тр*, образующие геотермальный коллектор.

Поверхностный технологический комплекс включает: *Н* — циркуляционные насосы, *ТО* — промежуточный теплообменник между контурами первичного и рабочего теплоносителя, *М_{тп}* — магистральную теплотрассу; *Q_{дг}* — теплообменник для получения дополнительной внешней энергии при догреве теплоносителя; *П* — теплообменный аппарат потребителя; *М_{вп}* — магистральный водопровод. Зона теплоотбора — это участок массива, примыкающий к геотермальным скважинам, в котором осуществляется дренирование природных и фильтрация нагнетаемых с поверхности теплоносителей и охлаждение твердых горных пород.

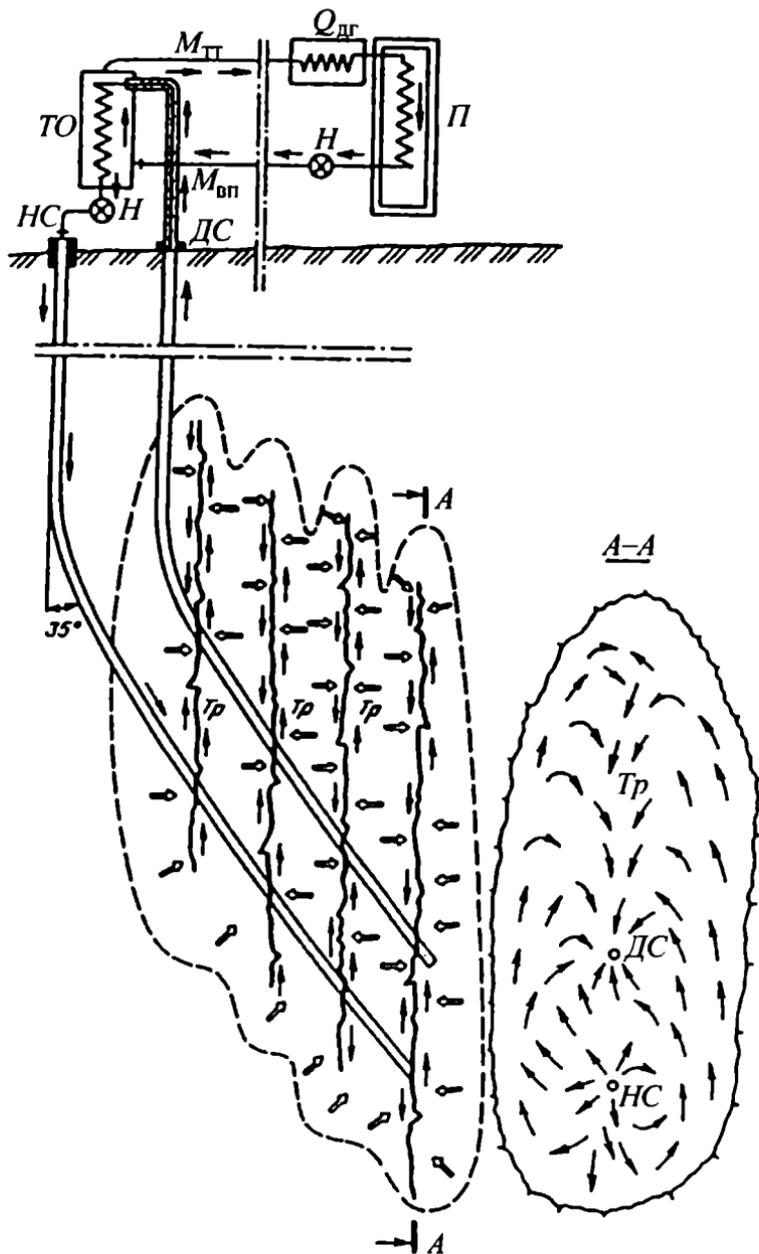


Рис. 2.40. Принципиальная схема геотермальной циркуляционной системы

Геотермальный коллектор — совокупность естественных или искусственных фильтрационных каналов в зоне теплоотбора, в которых формируется и поступает к добычным геотермальным скважинам поток природного или нагретого в процессе теплообмена с горячими породами геотермального теплоносителя. Геотермальные скважины делятся следующим образом:

- ◆ параметрические (для изучения геотермических и гидрологических условий региона);

- ◆ разведочные (для изучения геотермального месторождения и подсчета запасов);

- ◆ эксплуатационные (для вскрытия коллекторов и обеспечения добычи энергии);

- ◆ разведочно-эксплуатационные.

Эксплуатационные скважины следующие:

- ◆ добычные — для подъема геотермального теплоносителя на поверхность;

- ◆ нагнетательные — для закачки в геотермальный коллектор отработанного теплоносителя;

- ◆ вспомогательные — для размещения контрольно-измерительной аппаратуры, добычи подземных вод, подземного захоронения отработанных теплоносителей или их вредных компонентов;

- ◆ специальные — для создания искусственных коллекторов, противофильтрационных экранов и завес, других работ, необходимых для повышения эффективности эксплуатации месторождения.

Технологическая классификация геотермальных систем приведена на рис. 2.41. Она включает три классификационных признака:

- а) природно-технологические особенности геотермальных коллекторов (группы, классы);

- б) способы подъема теплоносителя по добычным скважинам (типы систем);

- в) способы кондиционирования, доставки потребителю, последующей утилизации или сброса теплоносителя (виды систем).

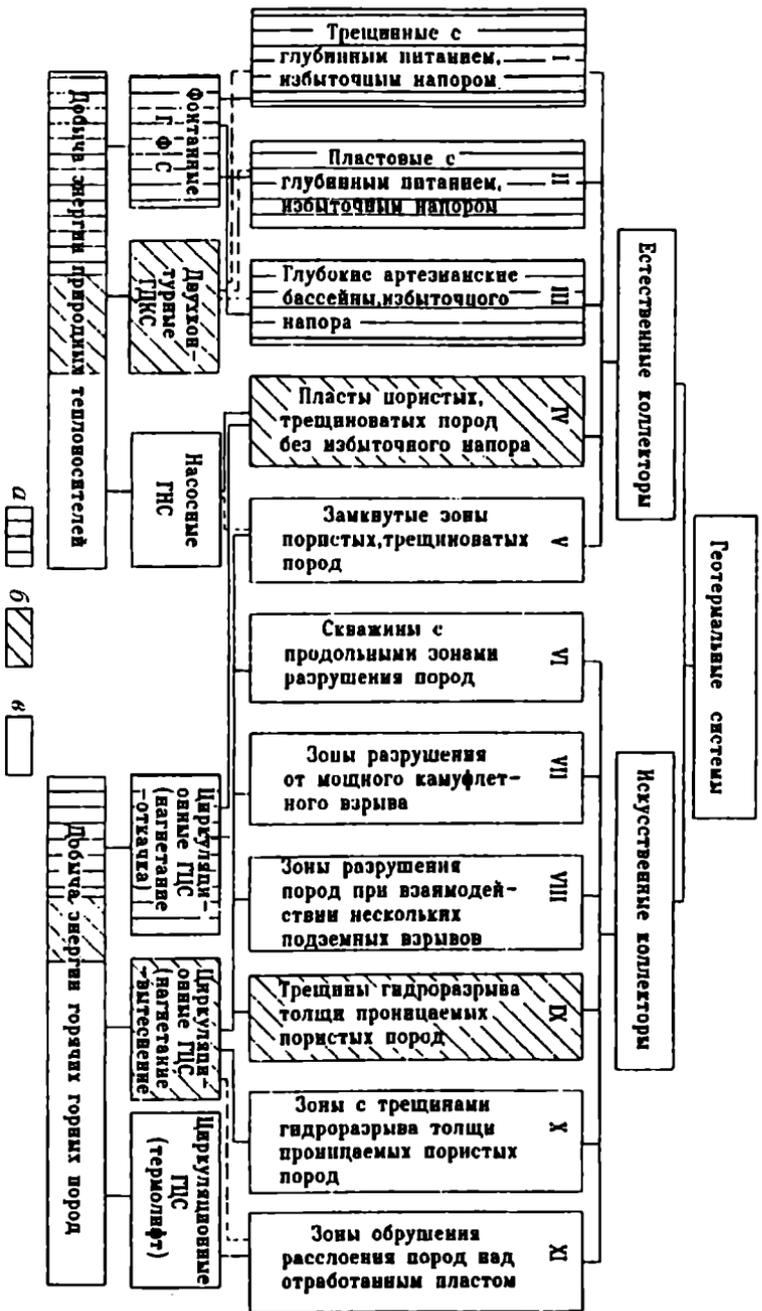


Рис. 2.41. Технологическая классификация геотермальных систем

В геотермальных системах первой группы (естественные коллекторы) выделено пять классов, отличающихся по условиям формирования и локализации проницаемости, а также по природе и уровню напора заполняющей поры и трещины жидкости.

Этим же определяется и способ подъема теплоносителя по добычным скважинам. Геотермальные фонтанные системы (ГФС), т.е. самоизлив природного теплоносителя за счет избыточного $P_{изб}$ (по отношению к гидростатическому) давления, приведены на рис. 2.42 (*а* — трещинные коллекторы, *б* — пластовые коллекторы, *в* — артезианские бассейны геотермальных вод).

Если теплоноситель сильноминерализован или содержит токсичные вещества, то переходят к двухконтурным геотермальным системам (ГДКС), приведенным на рис. 2.42, *г*. При этом геотермальная энергия передается чистому рабочему теплоносителю в погружных скважинных теплообменниках. При отсутствии избыточного давления в коллекторе используют насосные гидротермальные системы, показанные на рис. 2.42, *д*.

При геотермальной циркуляционной системе (ГЦС) осуществляется не добыча горячего теплоносителя, а его получение за счет тепла горячих пород коллекторов, чаще всего искусственно созданных. Именно по этой технологии и добывается основная часть теплоресурсов месторождения. ГЦС возможна лишь при одновременном использовании насосов как для нагнетания, так и для откачки нагретого горячими породами теплоносителя во избежание чрезмерных утечек его за пределы зоны теплоотбора. ГЦС в режиме нагнетания-откачки показана на рис. 2.43, *а*. Насос *Н* установлен в добычной скважине и на поверхности перед нагнетательной скважиной. Если зона проницаемости коллектора ограничена, возможна работа ГЦС в режиме нагнетания-вытеснения, как показано на рис. 2.43, *б*. Насос *Н* подает холодную воду через нагнетательную скважину *НС*, а горячая вода поступает по добычной скважине *ДС* к потребителю *П*.

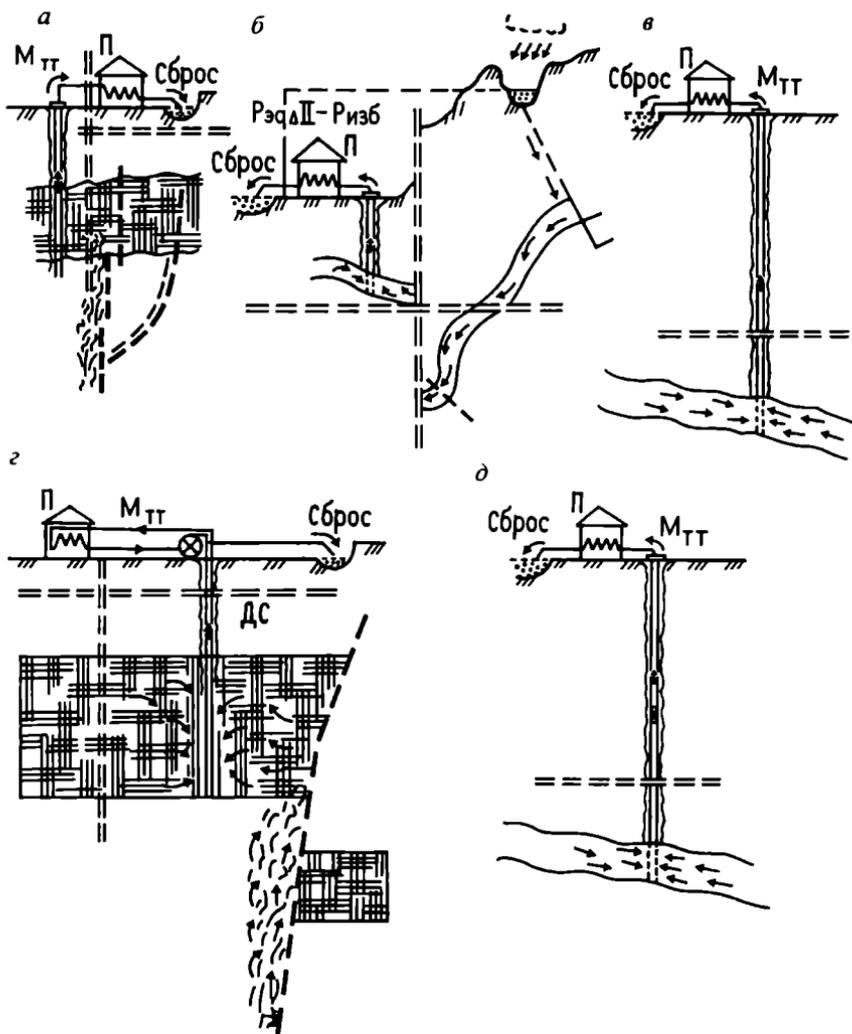


Рис. 2.42. Принципиальные схемы фонтанных, двухконтурных и насосных геотермальных систем:

а — фонтанные в трещиноватых коллекторах; *б* — фонтанные в пластовых коллекторах; *в* — фонтанные в артезианских бассейнах; *г* — двухконтурные в трещиноватых коллекторах; *д* — насосные в артезианских бассейнах

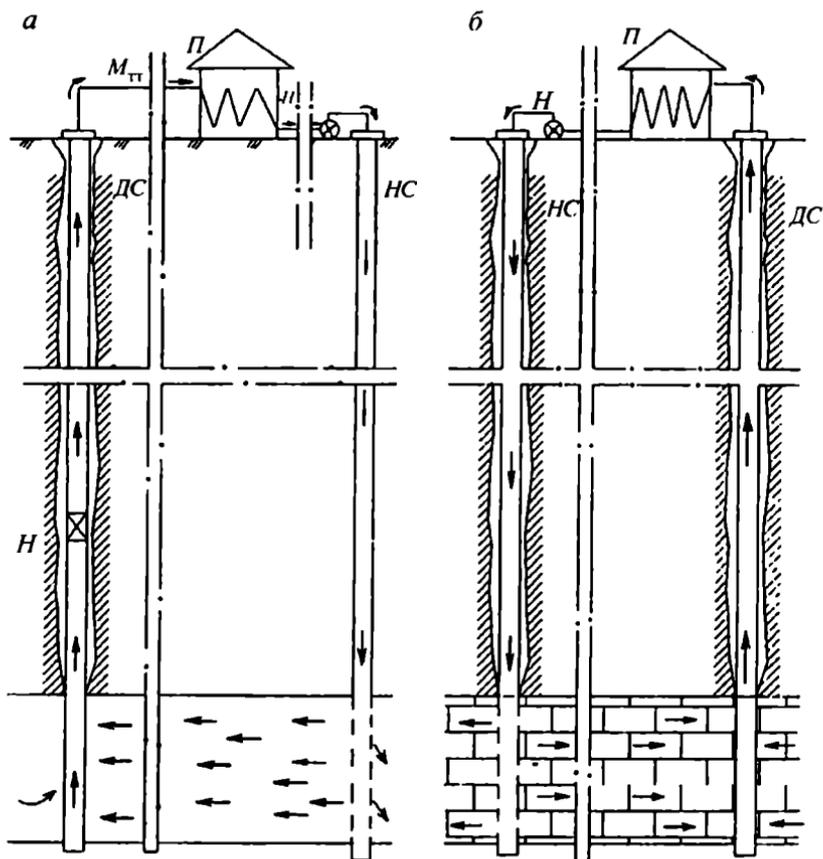


Рис. 2.43. Принципиальные схемы циркуляционных систем извлечения геотермальной энергии твердых горячих пород естественных коллекторов:

а — по схеме нагнетания-откачки; *б* — по схеме нагнетания-вытеснения

При искусственном создании коллекторов возможно использование ГЦС в режиме термолифта, когда выдача горячей воды осуществляется за счет разности плотностей горячей и холодной воды.

Все системы разработки гидротермальных месторождений можно разделить на две группы: с обособленными и взаимодействующими зонами теплоотбора. При системах разработки с обособленными зонами возмущения гидрогеологического ре-

жима и температурного поля в пределах зоны теплоотбора не оказывают влияния на условия извлечения энергии в соседних скважинах и зонах. При системах разработки с взаимодействующими зонами теплоотбора предполагается частичное «наложение» соседних зон друг на друга при последовательном или одновременном их формировании.

Несмотря на возрастающий интерес к использованию тепла недр Земли, широко он реализован только в уникальных регионах, таких, как Исландия, Камчатка, формированием на месте разрыва искусственных непроницаемых пропластков из глиноцементной смеси или твердеющих синтетических смол.

Работы по созданию гидрозавес и гидроразрыва весьма трудоемки и дорогостоящи, поэтому целесообразность их проведения должна подтверждаться в каждом конкретном случае технико-экономическими расчетами.

2.12. ПРИМЕНЕНИЕ «МИРНОГО» АТОМА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.12.1. РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНЫХ ВЗРЫВОВ В МИРНЫХ ЦЕЛЯХ

Использование энергии ядерных взрывов в мирных целях открывает огромные перспективы в развитии производительных сил страны. Идея технического использования ядерных взрывов в научных и народно-хозяйственных целях возникла, как только человечество получило новый мощный источник энергии ядерных частиц. Впервые расчетно-теоретические исследования характеристик атомных взрывов под землей и предварительная технико-экономическая оценка возможных методов эффективного использования атомных взрывов в народно-хозяйственных целях были выполнены Ю. Харитоном и Д. Франк-Каменецким.

Программа мирных ядерных взрывов СССР во многом опиралась на идеи и результаты американской программы, хотя в практическом отношении была значительно масштабнее: СССР провел 124 взрыва в мирных целях и 36 испытаний для отработки промышленных ядерных зарядов, в то время как США провели 14 экспериментов в мирных целях и 7 испытаний для отработки промышленных ядерных зарядов.

В 1963 г. был заключен Московский договор, который положил конец ядерным взрывам в атмосфере, под водой и в космосе. Творческая мысль физиков-ядерщиков, а затем и специалистов во многих других областях, проявивших интерес к мирному применению ядерной взрывчатки, сконцентрировалась теперь исключительно на подземных ядерных взрывах.

Подземные ядерные взрывы рассматривались американскими и советскими специалистами как весьма эффективное средство для сооружения гаваней, водохранилищ, карьеров, каналов, емкостей для захоронения сильно загрязненных отходов, для дробления сланцев и интенсификации добычи нефти и газа.

И.В. Курчатов и А.Д. Сахаров значительное внимание уделяли перспективам мирного использования подземных ядерных взрывов. В Стэнфордском университете авторитетными специалистами, среди которых был и Э. Теллер, было прочитано 16 лекций по промышленному использованию подземных ядерных взрывов.

В 1968 г. Организация Объединенных Наций одобрила текст Договора о нераспространении ядерного оружия, а 5 марта 1970 г. он вступил в силу, одна из центральных статей торжественно провозглашала: «Каждый из участников настоящего Договора обязуется предпринять соответствующие меры с целью обеспечения того, чтобы в соответствии с настоящим Договором, под соответствующим международным наблюдением и посредством соответствующих международных процедур потенциальные блага от любого мирного применения ядерных взрывов были доступны государствам — участникам настоящего Договора».

Ведь нельзя же серьезно воспринимать заявления относительно ширококомасштабной замены атомной энергии на энергию солнца, ветра, подземного тепла и т.п.

Спасти нашу планету от загрязнения миллионами тонн углекислого газа, оксида азота и серы, которые постоянно выбрасываются ТЭЦ, работающими на угле, перестать сжигать в огромных количествах кислород можно лишь с помощью атомной энергии.

В США работы осуществлялись по программе «Плаушер», разработанной в 1957 г., в которой предусмотрено проведение взрывов подземных комплексных зарядов, подготовлены проекты их применения при разработке битуминозных песчаников и нефтяных сланцев.

В начале 1970-х годов в США были проведены взрывы в газовых залежах, осуществленные по проектам «Газбагги»,

«Рулисон», «Риобланко» и «Минизэйта». Экспериментальные исследования проводились на газовых месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами, разработка которых не велась из-за высокой стоимости газа традиционными методами. Широкое внедрение при разработке газовых месторождений ядерных взрывов позволило увеличить извлекаемые запасы газа в США в два раза.

Работы по использованию энергии взрыва в мирных целях у нас в стране начаты давно. Основным фактором, затрудняющим использование подземных ядерных взрывов в промышленных целях, является радиоактивное загрязнение природной среды. Снизить выход радиоактивных продуктов в атмосферу при подземных ядерных взрывах можно, создав «чистые» заряды.

В первой фазе вслед за детонацией заряда подземный ядерный взрыв сопровождается мгновенным выделением энергии, равной $9,19 \cdot 10^{12}$ Дж на одну условную килотонну мощности заряда, и давлением порядка 10^9 атм ($1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$). Под действием энергии продуктов деления мгновенно испаряются компоненты заряда и примыкающая к нему порода.

Во второй фазе ударный фронт движется радиально от центра заряда, испаряя, расплавляя, дробя и смещая окружающую породу. Большая часть энергии ударной взрывной волны поглощается породой в зоне взрыва в форме тепловой и механической энергии, в результате чего окружающая порода нагревается и разрушается. Расширение сферической полости продолжается до тех пор, пока давление в ней не уравнивается с давлением налегающих пород.

При взрыве ядерного заряда мощностью 100 кг, заложенного на глубине 800 м от поверхности, радиус полости достигает к этому моменту порядка 50 м, причем внутренняя поверхность полости будет покрыта слоем расплавленной породы с температурой несколько тысяч градусов Цельсия в количестве приблизительно 60 тыс.т.

Радиоактивные продукты взрыва по мере охлаждения полости начинают конденсироваться в расплавленной оболочке газовой сферы.

Третья фаза (статического последствия) начинается с момента выравнивания давления в полости и давления налегаю-

щих пород и может продлиться, в зависимости от характера пород, от нескольких секунд-минут до нескольких часов. В этой фазе полость практически сохраняет свою форму и объем, но в ней продолжается снижение температуры и давления, особенно за счет процесса трещинообразования в окружающих (главным образом, в налегающих) породах и быстрой миграции газов по трещинам. Расплавленная порода стекает с кровли и стенок полости вниз, скапливаясь в прудке на ее подошве. Около 65—80 % и более радиоактивных изотопов попадает в эту постепенно затвердевающую породу.

Ослабление кровли и стенок полости трещинообразованием при падении поддерживающего давления приводит в определенный момент к нарушению статического состояния полости.

Начинается *четвертая фаза* (динамического последствия), во время которой налегающие породы обрушаются. Полость служит компенсационным пространством или импровизированной подсечкой вышележащих, нарушенных трещинами пород, создавая необходимые условия для их самообрушения. Обрушение развивается вверх, заполняя полость блоками и кусками разрушенной породы.

При взрыве «Райнир» мгновенно выделилась энергия в количестве $7,2 \cdot 10^9$ эрг ($1 \text{ эрг} = 1 \cdot 10^{-7} \text{ Дж}$). Температура через несколько микросекунд после взрыва была около $1000000 \text{ }^\circ\text{C}$, а давление около 7000000 атм .

Проект «Газбагги», возможно, явился первой демонстрацией применения в США ядерных взрывов для промышленных целей. Материалы из отчета «Проект «Газбагги», подготовленного фирмой «Эль Пасо Нейчерал гэ», КАЭ США и Горнорудным управлением США (май 1965 г.), приведены ниже.

Общая характеристика

1. Взрыв по проекту «Газбагги» — камуфлетный ядерный взрыв, предназначенный для повышения проницаемости (вследствие образования столба обрушения и дробления породы) газоносного пласта района, где извлечение газа обычными методами нерентабельно из-за малой проницаемости формации.

2. Полезные эффекты взрыва:

♦ образование сети трещин вокруг центра взрыва, обеспечивающих более эффективную проницаемость;

♦ увеличение эффективной длины скважины, обеспечивающее ее более высокую производительность по сравнению с начальной;

♦ создание эффективной емкости для кратковременного повышения скорости добычи.

3. Сравнение с обычными методами.

Согласно оценкам использование ядерных взрывов позволит повысить общее производство газа примерно в 7 раз по сравнению с количеством его, получаемым обычным гидравлическим методом в течение 20 лет.

Проектные данные

1. Технические возможности.

1) Данные об участке:

♦ формация «Пикчерд Клиффс» — песчаный газоносный пласт мощностью примерно 90 м на глубине около 1200 м в бассейне Сан-Хуан в северо-западной части штата Нью-Мексико;

♦ стратиграфическая колонка пород бассейна представлена на рис. 2.44;

♦ среда характеризуется следующими средними данными:

* порода — песчаник;

* плотность — 2,3 г/см³;

* проницаемость — 0,14 миллидарси;

* пористость — 11 %;

* насыщенность газом — 41 % объема пустот;

* запасы — 230 м³/м².

2) Данные о ядерном взрыве:

♦ предполагаемая мощность взрыва 10 кт, взрыв на глубине 1260 м;

♦ ожидаемое действие взрыва:
константа для радиуса полости

$$C = \frac{67,5 \text{ г}/(\text{см}^3 \cdot \text{м}^{5/4})}{\text{КТ}^{1/3}};$$



Рис. 2.44. Стратиграфическая колонка пород бассейна Сан-Хуан

константа для высоты столба обрушения породы $K = 4,6$;
вертикальные размеры зоны трещин: над центром взрыва $6R_c$, под центром взрыва $1,5R_c$;

♦ горизонтальные размеры зоны трещин: минимальная оценка $3R_c$, максимальная оценка $60 W^{1/3}$.

3) Результаты расчета:

♦ радиус полости

$$R_c = \frac{CW^{1/3}}{(ph)^{1/4}} = \frac{67,5 \cdot (10)^{1/3}}{(2,3 \cdot 2160)^{1/4}},$$

$$R_c = 19,8 \text{ м};$$

♦ высота столба обрушения $H = K R_c = 4,6 \cdot 19,8 = 91,5 \text{ м}$;

♦ размеры зоны трещиноватости, м:

в вертикальном направлении:

над центром взрыва

$$6 R_c = 6 \cdot 19,8 = 120 \text{ м};$$

под центром взрыва

$$1,5 R_c = 1,5 \cdot 19,8 = 30 \text{ м};$$

в горизонтальном направлении:

по минимальной оценке $3 R_c = 59 \text{ м}$;

по максимальной оценке $= 60 W^{1/3} = 130$;

♦ результаты действия взрыва показаны на рис. 2.45.

4) Интенсификация добычи газа:

♦ площадь, приходящаяся на 1 скважину на месторождении Пикчерд Клиффс, составляет 650000 м^2 , объем газа на месте залегания $650\,000 \text{ м}^2 \times 230 \text{ м}^3/\text{м}^2 = 149500 \text{ м}^3$;

♦ ожидаемая добыча газа обычным (гидравлическим) методом:

10 % за 20-летний период;

производительность, $\text{м}^3/\text{день}$: при начальной стабилизации $7,8 \cdot 10^3$; средняя — $2,1 \cdot 10^3$;

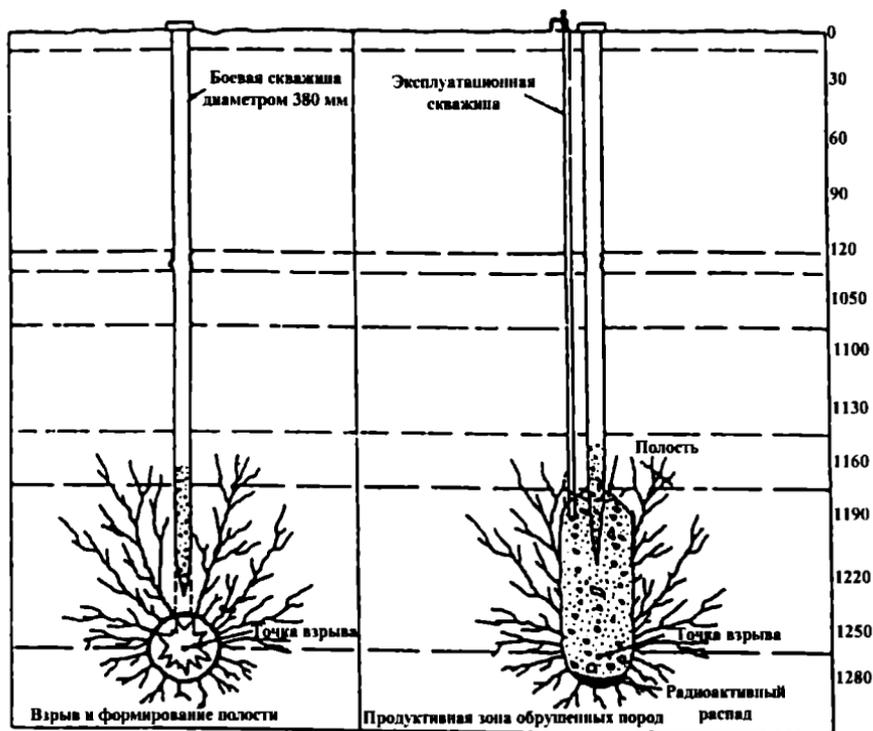


Рис. 2.45. Ожидаемые результаты взрыва по проекту «Газбагги»: радиус полости 19,8 м, радиус столба обрушения 19,8 м, высота столба обрушения породы 91,5 м, протяженность в горизонтальном направлении зоны трещин от 59 до 130 м

- ◆ ожидаемая добыча газа с помощью ядерных взрывов: за 20 лет будет извлечено 67—71 %; производительность, м³/день: при начальной стабилизации — от $45 \cdot 10^3$ до $73 \cdot 10^3$; средняя — от $13,6 \cdot 10^3$ до $14,4 \cdot 10^3$.

2. Оценка безопасности.

1) К опасностям, которые необходимо учитывать, относятся:

- ◆ радиоактивное загрязнение добываемого газа;
- ◆ прорыв радиоактивных газов в атмосферу;
- ◆ загрязнение грунтовых вод;
- ◆ воздействие сейсмической волны.

2) Образование радиоактивных продуктов и их концентрация:

◆ принимается, что все нелетучие радиоактивные продукты будут заключены в затвердевшем расплаве или распределяться в обломках разрушенной породы. Мелкие радиоактивные частицы, попавшие в газовый поток, будут удалены при фильтрации;

◆ основные радиоизотопы, которые следует учитывать:

при реакции деления: ксенон-133, йод-131, криптон-85, аргон-39;

при реакции синтеза: H^3 в виде H_2 или H_2O , C^{14} в виде CO_2 или CH_4 ;

◆ ожидаемая активность продуктов деления спустя 60 дней после взрыва мощностью 10 кт за счет реакции деления:

ксенон-133 (период полураспада 5,3 дня) — 2500 кюри (кюри обозначается Ки; в СИ беккерель обозначается Бк; 1 Ки = $3,7 \cdot 10^{10}$ Бк),

йод-131 (8 дней) — 7200 кюри,

криптон-85 (10,3 года) — 200 кюри,

стронций-90 (27 лет) — 2000 кюри,

триций (12,3 года) в количествах, достаточных для обнаружения,

йод-129 ($1,6 \cdot 10^7$ лет) — около $5 \cdot 10^{-4}$ кюри;

◆ ожидаемая концентрация радиоактивности в газе в столбе обрушения породы (мккюри/см³).

3) Загрязнение атмосферы:

◆ взрыв на приведенной глубине

$$Z = \frac{h}{W^{1/3,4}} = \frac{1260}{1,97} = 640 \text{ м/кт}^{1/3,4}$$

не будет сопровождаться прорывом газов, так как прорыв исключается при $Z > 90 \text{ м/кт}^{1/3,4}$.

3. Экономическая целесообразность.

1) Оценка стоимости, за исключением стоимости заряда (по под счетам 350 тыс. дол.) и имеющегося капитального оборудования, приведена в табл. 2.9.

Оценка стоимости работ по проекту «Газбагги»

Виды работ	Стоимость, тыс. дол.
Бурение до взрыва двух испытательных скважин	140
Скважина для заложения заряда	200
Прочие строительные работы	265
Бурение скважины после взрыва	150
Проектирование и контроль	200
Бурение после взрыва двух разведочных скважин	270
Скважинные исследования	50
Обеспечение безопасности	425
Коммуникации, транспорт и т.п.	910
Непредвиденные расходы	370
<i>Всего</i>	2980

2) Экономическая выгода:

◆ экономической выгоды не ожидается, но очевидно, что это испытание не является показательным с точки зрения фактической или потенциальной экономии затрат, так как большая часть их идет на научно-исследовательские работы;

◆ можно вычислить стоимость на единицу добытого газа: $2,98 \cdot 10^6$ дол. (не считая экономии денежных средств, которые нет необходимости тратить на обычные методы интенсификации добычи газа).

Добыча газа:

- ◆ обычным способом равна $0,10 \cdot 150 \cdot 10^6 \text{ м}^3$;
- ◆ при использовании ядерных взрывов — $0,70 \cdot 150 \cdot 10^6 \text{ м}^3$;
- ◆ увеличение добычи составит $0,60 \cdot 0,15 \cdot 10^9 \text{ м}^3 = 0,09 \times 10^9 \text{ м}^3$.

Для обеспечения приемлемости этого метода следует снизить стоимость безопасных взрывов или повысить их мощность.

2.12.2. ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЯДЕРНЫХ ВЗРЫВОВ

Ядерные взрывы внутреннего действия могут найти применение и в угольной промышленности для подземной газификации угля.

Относительно ограниченные запасы нефти на территории США заставляют американских ученых и инженеров усиленно заниматься вопросом подземной газификации углей с тем, чтобы получить надежный дополнительный источник синтетического жидкого топлива.

В настоящее время некоторые фирмы и исследовательские организации США занимаются разработкой технологии производства синтетического бензина из угля. В 1967 г. пущен опытный завод фирмы «Консолидэйшн коул» в шт. Виргиния.

Совместно с Исследовательским центром угольной промышленности Горного бюро США фирма предполагает получать бензин из угля при себестоимости 1 л 2,6—2,9 цента.

В 1967 г. угольной компанией «Уолд энд Дженкинс» была предложена новая экспериментальная программа использования энергии бурого угля без доставки его на поверхность, включающая применение ядерных взрывов перед подземной газификацией угольных пластов. Программа получила наименование «Сандербёрд».

Проект «Сандербёрд» предполагается осуществить на месторождениях центральной части бассейна р. Паудер в шт. Вайоминг на площади порядка 260 км². Здесь залегают самые мощные в Северной Америке пласты бурого угля с запасами свыше 20 млрд т.

Продуктивная свита пород Тонгю Ривер занимает верхнюю часть третичной формации Форт Юнион на глубине от 300 до 600 м. В свите имеется пять мощных пластов: «А», «Верхний», «Роланд», «Х» и «Пачка Z». Средняя мощность отдельных пластов 15 м, но местами они раздуваются до 30—45 м, установлена и максимальная мощность отдельного пласта на глубине 480 м от поверхности — 61,5 м. Суммарная мощность угольных пластов свиты Тонгю Ривер составляет в среднем 66 м. На отдельных участках суммарная мощность пластов превышает 90 м, а в одном месте достигает 120 м.

После взрывания ядерного устройства мощностью 50 кт на глубине 660 м радиус эллипсоида, по расчетам, составит 30 м, а его высота 194 м. Масса разрыхленного угля составит около

500 тыс.т. После поджигания раздробленного угля в эллипсоиде разовьется процесс газификации. Принципиальная схема подземной газификации угля с предварительным разрушением массива ядерным взрывом представлена на рис. 2.46.

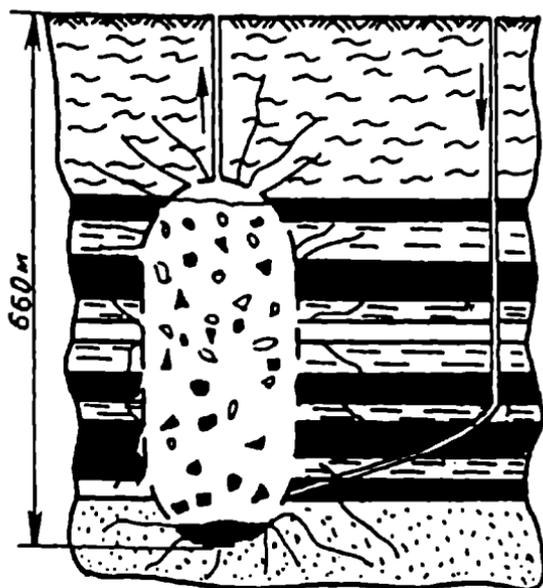


Рис. 2.46. Схема подземной газификации с предварительным разрушением массива ядерным взрывом

2.12.3. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПОДЗЕМНЫХ ХИМИЧЕСКИХ И ЯДЕРНЫХ ВЗРЫВОВ

Для современного мира характерна тенденция интенсивной эксплуатации кондиционных залежей нефти, угля, природного газа. В связи с этим обеспеченность топливно-энергетического комплекса кондиционными запасами в последние годы пошла на убыль, несмотря на значительные усилия геолого-разведочных работ. Это обстоятельство приводит к необходимости разработки месторождений на больших глубинах со сложными горно-геологическими условиями, а это влечет за собой увеличение затрат энергии на единицу получаемой конечной продукции.

Основные энергетические затраты в горном производстве идут на разрушение и перемещение горной массы с использованием энергии взрыва. При этом масштабы отдельных взрывов достигают весьма значительных величин. Данные о крупномасштабных взрывах химических взрывных веществ (ВВ) приведены в табл. 2.10. Использование взрывов химических ВВ в горном деле нашло широкое применение и имеет научно разработанную базу. Однако создание ядерного заряда обусловило зарождение нового этапа развития науки о взрыве и технологии его применения в народном хозяйстве страны.

При любом подземном взрыве имеет место ряд основных последовательных явлений: высвобождение энергии, передача энергии взрыва среде, распространение энергии по среде и реакция среды.

Для химических ВВ, применяемых в горном деле, обычно характерны мощности от 200 г до десятков кг. В то же время обычная мощность ядерных взрывов эквивалентна тысячам тонн ТНТ, достигая многих десятков миллионов тонн.

Длительность процесса энерговыделения при ядерном взрыве практически не зависит от мощности заряда. При взрыве химических ВВ продолжительность детонации зависит от типа ВВ, формы и конструкции заряда, а также его мощности.

При взрыве химических ВВ обмен энергией между продуктами взрыва, представленными газами и окружающей средой происходит в основном в виде кинематической энергии продуктов детонации, возбуждающих волну сжатия, которая в гидродинамическом смысле является слабой, так как способна лишь незначительно изменить плотность пород.

При ядерном взрыве его энергия представлена кинематической энергией осколков деления, нейтронов, паров вещества зарядного устройства, энергией мгновенного гамма-излучения, электромагнитного импульса. Энергия продуктов взрыва, передающаяся окружающей среде на границе зарядной камеры, вызывает испарение породы. Ее количество так велико, что в дальнейшем она становится главной составной частью рабочего тела. Примерно 20 % энергии затрачивается на изменение физического состояния среды, снижая КПД взрыва, предназначенного для совершения механической работы.

Таблица 2.10

Данные о крупномасштабных взрывах химических ВВ (по литературным источникам за 1972—1981 гг.)

Назначение взрыва	Тип горных пород	Максимальный объем взрывае- мой массы, тыс. м ³	Максимальная мощность единич- ного взрыва, кг	Удельный расход ВВ, кг/м	Число взрывов в год
Вскрышные работы на карьерах	Глины, песчано-глинистые и скальные породы	700	1,2	1,7	Единичные взрывы
Отбойка и дробление полезных ископаемых при их добыче открытым способом	Железные руды, асбест, известняки, строительный камень	7200	2,4	0,3	До 50
Отбойка и дробление полезных ископаемых при их добыче подземным способом	Железные, свинцово-цинковые, сульфидные руды	~800	0,48	0,6	Десятки
Управление горным давлением при добыче полезных ископаемых подземным способом	Скальные породы	~440	0,27	0,6	Единичные взрывы
Сооружение каналов, траншей, котлованов	Песок, глины, туфы, скальные породы	19000	9,4	0,5	То же
Сооружение дамб, плотин, перемычек	Грунты, скальные породы	1500	3,6	2,4	— “ —

Существенным является и то обстоятельство, что система, представленная средой, для условий ядерного и химического взрыва имеет большое различие. Если при химическом взрыве это, как правило, горные породы или участки горных пород, то для ядерного взрыва — это участки массива.

Реакция окружающей среды на движение потока энергии является важнейшим технологическим эффектом при взрыве. Системой в данном случае является среда, изменяющая свое состояние.

Это связано с тем, что при ядерном взрыве имеют место не только аналогичные взрыву химических ВВ разрушение и перемещение горных пород, но также и такие своеобразные эффекты, как радиоактивное последствие, ионизация, химическое преобразование веществ и минералов, испарение, плавление и разогрев пород, интенсивная дезинтеграция минералов и пород, разрушение или изменение значительных участков пород и массивов.

Особенности параметров системы и процессов определяют различия принципов подхода к использованию положительных эффектов и снижению отрицательных последствий в случае разработки технологий, основанных на использовании энергии взрыва. При ядерных взрывах выделяется в количестве самостоятельного последовательного явления взрыва эффект радиоактивного последствия.

При взрыве химических ВВ продукты детонации загрязняют атмосферу ядовитыми газами. Поскольку их количество относительно мало (2—3 млн т в год для всего земного шара), они разбавляются в атмосфере и не представляют в глобальном и региональном плане опасности.

При ядерном взрыве может иметь место накопление и образование опасных концентраций вредных веществ, сохраняющих свою токсичность в течение длительного времени. Это обстоятельство требует внимательного учета взрывного последствия во всех областях использования ядерно-взрывных технологий.

Говоря о перспективах широкого использования ядерных взрывов в народном хозяйстве, необходимо подчеркнуть особенно диапазон их технологического назначения. Сравнение основных показателей подземных химических и ядерных взрывов приведено в табл. 2.11, из которой видны значительные технологические преимущества ядерных взрывов по сравнению со взрывами химическими. В основном эти преимущества связаны с компактностью заряда, концентрацией энергии в малом объеме, относительной дешевизной единицы энергии мощного заряда, его большой единичной мощности, высокой технологичностью производства взрыва, обеспечивающей возможность значительного сокращения объемов работ по доставке, размещению, герметизации и подрыву заряда.

Таблица 2.11

Основные показатели подземных химических и ядерных взрывов

Показатели	Взрывы									
	химические				ядерные					
	1	5	10	15	1	5	10	15	50	100 и более
Мощность одновременно взрывааемых зарядов, кг ТНТ										
Масса заряда, т	1000	5000	10000	15000	0,5—10,0					
Объем сосредоточенного заряда, тыс.м ³	1	5	10	15	Не более 0,003					
Соотношение стоимостей зарядов	0,5+2,0	3+5	5+10	15+20	1					
Сооружения, необходимые для размещения зарядов	Шахтный ствол, вентиляционная скважина, подходящие выработки и зарядная камера				Технологическая скважина					
Объемы горных выработок, необходимые для размещения зарядов, м ³	8	18	30	45	0,06	0,12	0,3	0,4	0,8	1

Показатели	Взрывы									
	химические				ядерные					
Капитальные затраты на подготовительные работы, млн руб.	0,85	2,6	7,2	14,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2
Затраты труда на работы, связанные с подготовкой к размещению зарядов, чел/мес.	100	250	400	600	20	40	60	80	100	120
Соотношение энергозатрат на работы, связанные с подготовкой к размещению зарядов	100—150				1					
Время на подготовку к проведению взрыва	Несколько лет				До одного года					
Отклонение фактической мощности заряда от проектной, %	+10 + -25				±20					
Используемые эффекты	Механическая работа по разрушению (дроблению), смещению и выбросу горной породы				<ul style="list-style-type: none"> • Механическая работа по разрушению (дроблению), смещению и выбросу горной породы • Сейсмический • Термогазодинамический • Ядерная трансмутация • Магнитозлектрический 					

По сравнению с химическими ВВ удельная энергия ядерных взрывов на единицу объема заряда в 10^4 — 10^5 раз больше. Однако ядерные заряды малой мощности по данным КАЭ США, если

оценивать только стоимостные показатели, остаются еще неконкурентоспособными с дешевыми химическими ВВ (аммиачная селитра), и единица энергии, выделяемой при их взрыве, обходится дешевле лишь по сравнению со взрывами дорогих высокобризантных ВВ (тротил). В табл. 2.12 приведена сравнительная стоимость энергии, генерируемой различными источниками.

Следует вывод, что по сравнению с тротилом современный термоядерный заряд большой мощности сокращает удельные затраты на единицу энергии взрыва более чем в 3300 раз.

Таблица 2.12

Сравнительная стоимость 10^6 кал энергии, полученной из различных источников (в пенсах)

Топливо				Электроэнергия		Взрывчатые вещества			
лигнит	уголь	газ	керосин	гидро-электростанции	тепло-электростанции	термоядерный заряд 2 Мг	аммиачная селитра	термоядерный заряд 10 кт	тротил
56-68	60-80	60-80	600	356	712	30	1800	3500	100000

Изменение размеров и стоимости ядерных зарядов промышленного назначения по данным КАЭ США в 1959 г. и в 1966 г. приведены в табл. 2.13.

Таблица 2.13

Характеристики ядерных зарядов по данным КАЭ США

Модели	Заряды малой мощности			Заряды средней мощности			Заряды большой мощности		
	мощность, кт	диаметр, мм	стоимость, тыс. дол.	мощность, кт	диаметр, мм	стоимость, тыс. дол.	мощность, кг	диаметр, мм	стоимость, тыс. дол.
1959 г.	до 10	750	500	20-90	750	750	до 5	1500	1000
1966 г.	10	300	350	100	450	560	2	до 1200	600

Ядерно-взрывная технология является сложной системой, требующей для своего развития большого объема исследований, материальных, трудовых и временных ресурсов. Использование ядерных взрывов в народно-хозяйственных целях требует разработки соответствующих технологий, включающих в себя собственно технологические процессы, аппаратурно-машинные комплексы и организационно-управленческие компоненты.

2.12.4. ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЗРЫВОВ ДЛЯ ОТРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Девятнадцатое столетие было веком пара и электричества, двадцатое столетие стало веком атомной энергии.

Анализ имеющихся данных, а также проведенные различными международными и национальными органами расчеты показывают, что доза выше 6—10 бэр на душу населения является генетически значимой. Это значит, что если на душу населения будет меньше 6—10 бэр от всех источников радиации, сделанных руками человека (в том числе облучение при медицинских процедурах, за исключением естественного фона), то дополнительный ущерб обществу за счет генетических последствий можно считать допустимым и оправданным, принимая во внимание выгоды, которые можно ожидать от расширения практического использования атомной энергии. В СИ зиверт обозначается Зв; $1 \text{ бэр} = 1 \cdot 10^{-2} \text{ Зв}$ (доза ионизирующего излучения).

Использование энергии ядерных взрывов в мирных целях открывает огромные перспективы в развитии производительных сил страны. Начиная с конца 1960-х годов в СССР и США широко исследуют возможности применения ядерных взрывов в различных отраслях промышленности.

Большое внимание уделялось промышленному применению камуфлетных взрывов, которые по сравнению со взрывами наружного действия более безопасны.

Учитывая специфические особенности действия подземных взрывов на окружающий массив, определены следующие возможные направления их промышленного применения в различных отраслях народного хозяйства страны.

Камуфлетные взрывы применяют в следующих целях:

а) создания подземных хранилищ природного газа, газоконденсата и нефтепродуктов;

б) интенсификации разработки нефтяных и газовых месторождений;

в) создания подземных емкостей для захоронения биологически вредных отходов предприятий;

г) подземной разработки удароопасных угольных и рудных месторождений;

д) подземной разработки угольных месторождений, залегающих на больших глубинах, осложненных горно-геологическими аномалиями.

Объекты технологического использования взрывов показаны на рис. 2.47.

При камуфлетном подземном ядерном взрыве в результате разрушения породы в зоне взрыва могут возникнуть каналы, соединяющие котловую полость взрыва с атмосферой. По этим каналам вследствие избыточного давления некоторое количество радиоактивных продуктов взрыва может быть вынесено в атмосферу. Это будут в основном химически слабоактивные инертные газы, такие, как изотопы криптона и ксенона.

Доля радиоактивных продуктов, выброшенных в атмосферу при подземном ядерном взрыве, зависит от заглубления заряда и его полной мощности, а также от характеристик горных пород в месте взрыва.

В случае использования камуфлетных подземных ядерных взрывов для разработки месторождений полезных ископаемых особую вредность может представить заражение радиоактивными изотопами конечной продукции.

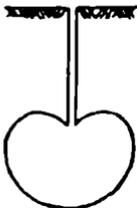
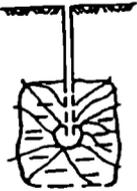
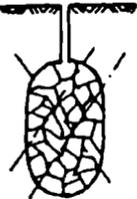
Технический результат действия взрыва	Подземная емкость	Разгрузка удароопасных угольных пластов	Увеличение проницаемости массива	Емкость разрушенного угля	
Схема действия взрыва					
Примеры технологического использования эффекта действия взрыва	Герметичные емкости для хранения и захоронения биологически вредных отходов производства	Снятие напряжений с удароопасных угольных пластов	Интенсификация разработки газоугольных месторождений	Подземная газификация угля. Подземное сжигание угля	Разработки угольных месторождений, залегающих на больших глубинах, осложненных горно-геологическими аномалиями

Рис. 2.47. Объекты технологического использования взрывов

2.12.5. ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД В ЗОНАХ МЕХАНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОДЗЕМНЫХ ЯДЕРНЫХ ВЗРЫВОВ

При обрушении кровли (угольного пласта) полости взрыва происходит падение и разрыхление горных пород, что обуславливает высокую проницаемость формирующего столба обрушения.

Образование так называемого «столба обрушения» зависит от многих факторов: горно-геологических условий залегания угольных месторождений и физико-механических свойств горных пород.

Установлено, что 80—90 % энергии ядерного взрыва локализуется в ближней зоне механического воздействия на породу и только небольшая ее доля расходуется на образование сейсмических волн. Если кровля полости не обрушается, то процесс охлаждения ее и прилегающих пород происходит очень медленно. При взрыве «СЭМЕН» расплав породы находился в жидком состоянии около месяца.

Процесс охлаждения значительно ускоряется при разрушении полости. Обломки пород, падающие на дно полости, охлаждают расплав.

Затвердевший расплав на дне столба обрушения содержит значительное количество теплоты, а конвективный перенос тепла газами создает почти постоянный температурный профиль в столбе обрушения выше точки взрыва (рис. 2.48).

Таким образом, при подземном ядерном взрыве основными факторами, влияющими на разрушение горных пород и распределение тепловой энергии, являются: давление на фронте ударной волны и остальное давление в полости взрыва; мощность ядерного устройства; глубина его заложения; геологические особенности объекта, включающие форму залежи и ее размеры; условия залегания горных пород и их литология; физико-механические свойства пород; насыщенность горных пород флюидами и их естественная макро- и микронеоднородность, в том числе трещиноватость.

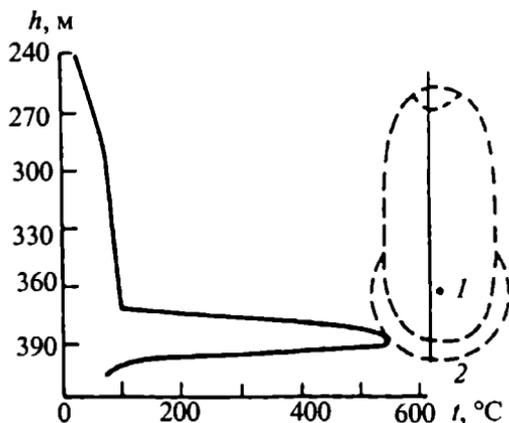


Рис. 2.48. Профиль температуры в столбе обрушения взрыва «Шоул»: 1 — точка заложения заряда; 2 — расплав горных пород; h — высота столба обрушения

2.12.6. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЯДЕРНЫХ ЗАРЯДОВ ПОД ЗЕМЛЕЙ

В США почти все ядерные испытания проводятся на Невадском экспериментальном полигоне.

Спуск и установку ядерного устройства для экспериментального взрыва под землей производят обычно через скважину, пробуренную с поверхности. После 1950 г. для ядерных испытаний в США было пробурено более 150 скважин диаметром от 0,7 до 4 м и глубиной до 1,3—1,5 км.

Показатели бурения типичных скважин для спуска и размещения экспериментальных ядерных зарядов приведены в табл. 2.14. Новые методы и модернизированное оборудование для роторного бурения скважин большого диаметра обеспечили относительно высокие средние скорости проходки (до 230—250 м в месяц).

2.12.7. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНЫХ ВЗРЫВОВ

Технические факторы:

- ◆ цель применения;
- ◆ данные об участке и среде;

Скважины, пробуренные для экспериментальных ядерных взрывов по заказам КАЭ США

Год производства работ	Месторождение скважины	Параметры скважин				Порода буровой колонки
		в проходке		в обсадке		
		диаметр, мм	глубина, мм	диаметр, мм	глубина, м	
1957—1958	Невадский экспериментальный полигон	1070	До 152	814	76	Аллювий
1959—1960	То же	1120	294	814	Нет сведений	Гранит
1960	Уинфилд, шт. Луизиана	1120	133	1016	133	Песок, сланец
		990	111	965	111	
		Всего	244	Всего	244	
1962	Невадский экспериментальный полигон	1630	653	1219	592	Туфы
1962	То же	1520	763	1219	656	Туфы, последние 135 м — гранит
1964	Тотем Доум, шт. Миссисипи	1220	290	737	290	Песок, сланец
1964	Невадский экспериментальный полигон	1830	1029	1219	1021	Туфы, риолиты

- ◆ результаты проведенных ядерных взрывов;
- ◆ расчетные критерии.

Оценка безопасности:

- ◆ образование радиоактивных продуктов, их распределение, выброс в атмосферу, загрязнение грунтовых вод;
- ◆ воздушная волна;
- ◆ сейсмическая волна;
- ◆ общественное мнение;
- ◆ национальные и международные аспекты.

Экономическая целесообразность:

- ◆ стоимость применения:

- номинальные затраты на выполнение обеспечивающих работ;
- стоимость ядерного заряда;
- затраты на возмещение ущерба, страхование и дополнительные расходы, необходимые для обеспечения гарантированной безопасности;
- ◆ ожидаемая экономия (по сравнению с обычным методом или использованием зарядов ВВ) вследствие:
 - увеличения продукции;
 - снижения стоимости на единицу продукции;
 - получения дополнительной выгоды;
 - получения нового продукта или дополнительного сбыта.

2.12.8. ОГРАНИЧЕНИЯ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРИМЕНЕНИЕ «МИРНОГО» АТОМА

Камуфлетность. В каждом конкретном случае должна обеспечиваться достаточная толщина покрывающих пластов, если существуют жесткие ограничения по выходу радиоактивных продуктов в атмосферу.

Форма столба обрушения породы. Этот фактор ограничивает число залежей минералов и нефти, в которых можно экономически выгодно производить ядерные взрывы. Например, ядерным взрывом мощностью 20 кг можно разрушить $8 \cdot 10^5$ т нефтеносного сланца при толщине пласта 120 м, но только 1/10 этого количества, если толщина пласта составляет всего лишь 12 м. Стоимость в расчете на 1 т изменяется в 10 раз.

Радиоактивность. Опасность заражения окружающей среды радиоактивными продуктами ограничивает некоторые принципиально возможные пути применения ядерных взрывов. Например, возможность концентрации трития в природном газе искусственного резервуара может привести к необходимости применения сравнительно дорогостоящих зарядов, полностью основанных на реакции деления, вместо термоядерных. Таким образом, многие выгодные перспективы могут оказаться вследствие этого сомнительными.

Сейсмическое действие. Максимальная мощность взрыва в каком-либо одном пункте, вероятнее всего, должна определяться из соображений сейсмической безопасности, а не каким-либо другим фактором, особенно на континентальной части США. Вследствие того, что экономическая выгода находится в прямой зависимости от мощности, а стоимость взрыва, грубо говоря, не зависит от мощности, то часто экономическую целесообразность проекта определяет максимальная мощность, которая может быть использована. Сведения по этому вопросу немногочисленны. Стоимость компенсации за причиненный ущерб может зависеть от одного или нескольких факторов: мощности взрыва, среды, в которой производится взрыв, геологии местности (фокусировка), методов строительства и строительных норм, преобладающих типов сооружений, вида грунта в основании сооружения, а также от социологических факторов. Неизвестно, приведут ли последующих взрывы в данном пункте к увеличению или к понижению числа претензий на повреждение сооружения.

Ограничения экономического характера. Учитываются следующие факторы:

- 1) стоимость заряда и его диаметр; ориентировочные значения для них опубликованы комиссией по атомной энергии США;
- 2) стоимость установки, которая может превысить стоимость заряда, если требуются глубокие скважины большого диаметра;
- 3) разрушение волной сжатия сооружений и оборудования;
- 4) дополнительные расходы, связанные с обеспечением безопасности населения и т.д.;
- 5) размер ущерба, причиненного сейсмической волной.

2.12.9. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ «МИРНОГО» АТОМА ПРИ РАЗРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для того чтобы представить возможность применения ядерного взрыва в угольной промышленности, в табл. 2.15 приведен анализ результатов подземных ядерных взрывов, проведенных в мирных целях.

В Советском Союзе была принята Государственная программа «Ядерные взрывы для народного хозяйства» и с 1965 по

1984 гг. произведено 124 взрыва в мирных целях. Началом использования «мирного» атома считается подземный ядерный взрыв, произведённый в 1965 г. в Казахстане, при создании искусственного водохранилища «Чаган».

В 1972 и 1984 гг. для создания новой высокопроизводительной подземной технологии для добычи апатитовых руд было произведено 2 ядерных взрыва («Днепр I» и «Днепр II»), при этом было специально сконструировано чистое «ядерное взрывное устройство». Согласно данным дозиметрического контроля атмосферы, взрывы не представляли опасность для окружающей среды, наличие радиоактивности выше установленных норм не обнаружено.

Таблица 2.15

Среда	Мощность заряда, кг	Глубина заложения заряда H , м	Плотность пород, t/m^3	Радиус полости R , м	Высота столба обрушения H , м	Константа K
Туф	19,2	301	1,8	44,2	301	6,8
Алювий	7,8	256	1,8	27,2	256	4,8
Гранит	12,5	367	2,7	25,6	109	4,2
Каменная соль	3,1	361	2,3	17,4	—	—
Песчаник	10	1200	2,3	19,8	91,5	4,6
Туф	2,7	402	1,9	19,8	90,5	4,6
Гранит	5,0	286,2	2,7	19,2	85,6	4,5
Доломит	12,0	402,3	2,3	21,3	68,0	3,2
Галит	5,3	827,8	2,3	16,7	—	—
Гранит	13,4	367,4	2,7	25,6	108,5	4,2

Радиус полости, образованной ядерным взрывом,

$$R_n = \frac{C \cdot W^{1/3}}{(\rho H)^{1/4}}, \quad (2.63)$$

где C — константа, эмпирически определенная для различных пород; W — мощность заряда, кг; ρ — средняя плотность пород, t/m^3 ; H — глубина заложения заряда, м.

Высота столба обрушения

$$H = KR_n, \quad (2.64)$$

где K — константа, принимается по данным табл. 2.15.

Масса разрыхленного угля

$$P = \pi R^2 H \rho, \text{ т.} \quad (2.65)$$

Данный способ может получить промышленное применение при разработке участков месторождений со сложными горно-геологическими условиями и глубоким залеганием пластов (рис. 2.49).

Пример. Геологические запасы Апсатского месторождения 1,5 млрд т. Мощность пластов угля нижнего горизонта достигает 67 м, а глубина залегания составляет 1600 м. Уголь относится к маркам ГЖ и Ж, средняя зольность угля составляет 25 %, можно использовать как энергетическое сырье. Почва пласта — песчаник. Для осуществления подземной газификации угля необходимо предварительно подготовить пласт путем ядерного взрыва. *Рассчитать* радиус полости, высоту столба обрушения, массу разрыхленного угля и количество полученного газа.

Радиус полости, образованной ядерным взрывом,

$$\begin{aligned} R_n &= \frac{67,5 \cdot 30^{1/3}}{(2,3 \cdot 1600)^{1/4}} = \\ &= \frac{67,5 \cdot 3,107}{7,78} = \\ &= \frac{209,72}{7,78} = 26,95 \text{ м.} \end{aligned}$$

Высота столба обрушения

$$H = 4,6 \cdot 26,95 = 123,97 \text{ м.}$$

Масса разрыхленного угля с учетом того, что вокруг эллипсоида в радиусе 75 м горный массив будет разрыхлен, составит:

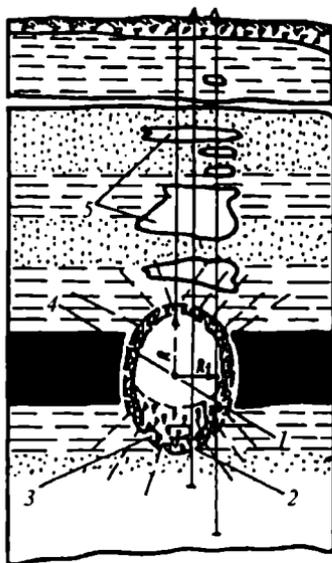


Рис. 2.49. Разрез полости, образованной камуфлетным ядерным взрывом в угольном массиве:

1 — центр взрыва; 2 — затвердевший расплав породы; 3 — навал обрушенной породы; 4 — нефть и горючие газы; 5 — зоны повышенной радиоактивности

$$P = 3,14 \cdot (26,95 + 75)^2 \cdot 65 \cdot 1,35 = 2,8 \text{ млн т.}$$

Примерный состав газа на воздушном дутье следующий (%): азота 48—55; водорода 16—21, углекислого газа 14—21, оксида углерода 6—12, метана 2—3, сероводорода до 1. Теплота сгорания газа из каменного угля 4000—4400 кДж/м³. Выход из 1 кг угля 3,5—4,0 м³ газа.

Следовательно, объем газа, который может быть получен,

$$V = 2,8 \cdot 3,5 = 9800 \text{ млн м}^3.$$

Схематическая интерпретация предложенного примера представлена на рис. 2.50.

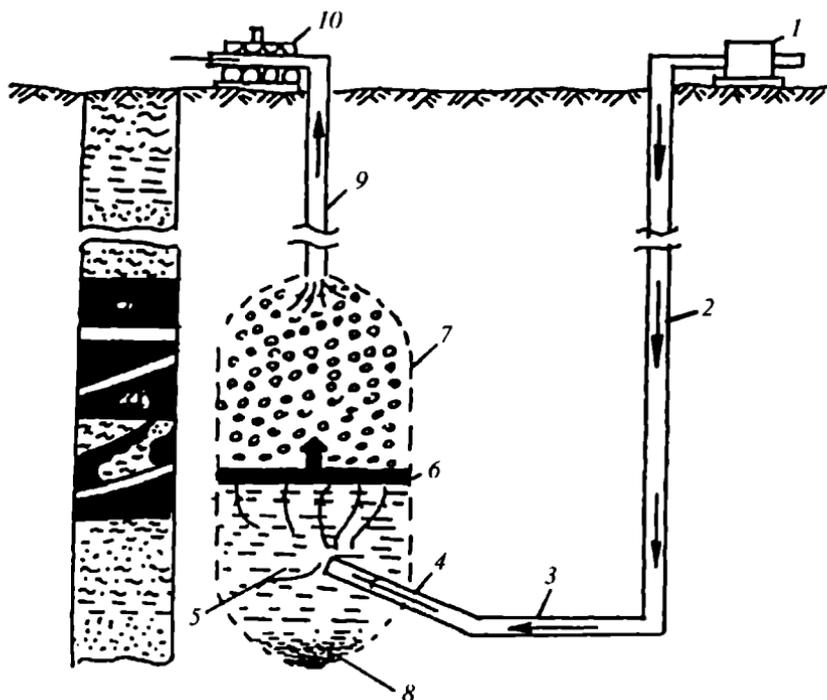


Рис. 2.50. Графическая интерпретация примера:

1 — компрессор; 2 — ствол; 3 — квершлаг; 4 — скважина; 5 — центр взрыва; 6 — зона горения; 7 — горная масса; 8 — радиоактивная стекловидная масса; 9 — продуктивная скважина; 10 — котел-утилизатор

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО КУРСУ

3.1. Общие указания по выполнению
лабораторных работ

3.2. Методические указания по проведению
лабораторных работ

Глава

3

3.1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

Представленные в методических указаниях 6 лабораторных работ тематически охватывают всю программу дисциплины и основные геотехнологические способы разработки: скважинную гидродобычу (СГД), подземную газификацию угля (ПГУ), подземное выщелачивание (ПВ).

Все лабораторные работы, за исключением первой, индивидуальные, т.е. каждый студент должен выполнить свой вариант в соответствии с приведенными исходными данными. Вариант задания определяется последней цифрой в номере студента по журналу студенческой группы.

Структура лабораторных работ одинакова и включает: цель работы; теоретические сведения; контрольный пример с решением; вопросы для самоконтроля; варианты исходных данных; литературу.

Все лабораторные работы рассчитаны на два часа занятий.

Все стоимостные параметры, использованные в вариантах исходных данных и контрольных примерах, даны по состоянию на 1 января 1991 года.

Для того, чтобы перевести полученные стоимостные значения в новый масштаб цен, можно воспользоваться в учебных целях следующими коэффициентами пересчета и коэффициентами-дефляторами:

◆ для перевода капитальных затрат и цен на оборудование и материалы — 15400;

◆ для эксплуатационных расходов, в т.ч. по элементам затрат:

заработная плата — 1466;

электроэнергия — 6461;

амортизационные отчисления — 828.

Лабораторные работы выполняют дома, оформляют и защищают на двух специально отведенных для этого занятиях.

3.2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

3.2.1. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1 ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Цель работы. Изучение особенностей подготовки геологической информации при проектировании разработки месторождений полезных ископаемых геотехнологическими способами.

Теоретические сведения. Цель геолого-разведочных работ — комплексная оценка месторождения как сырьевой базы горно-добывающей промышленности.

При разведке должны быть выяснены:

1) форма, размер и геологическое строение залежи, глубина залегания, тектонические особенности, содержание полезного компонента и его запасы, мощность, литологический, минералогический и химический составы, структурные и текстурные особенности залежи, соотношение полезных компонентов по технологическим свойствам, изменчивость их качественных и количественных характеристик;

2) мощность, литологический состав, степень тектонической нарушенности и элементы залегания покрывающих и подстилающих пород, физико-механические свойства боковых пород;

3) гидрогеологические характеристики водоносных горизонтов, гидрогеологическая блокировка запасов, источники водоснабжения предприятия, прогноз возможных гидрогеологических характеристик при эксплуатации месторождения;

4) газоносность залежи, интенсивность газовыделения, состав газов, их взрывоопасность;

5) экономика и природные условия района месторождения.

Специфические особенности геолого-разведочных работ при геотехнологии — детальность физико-геологических исследований параметров залежи, обуславливающих процессы геотехнологии.

Таким образом, исследовательские работы включают общегеологические и геотехнологические исследования.

Геотехнологические исследования:

1) количественная оценка сортов и разновидностей полезного ископаемого;

2) пористость, кавернозность и трещиноватость.

В ходе исследований проводятся следующие виды опробования:

1) химическое — определяется химический состав, содержание полезных компонентов и вредных примесей;

2) минералого-литологическое — изучаются состав минералов, их структурные и текстурные особенности;

3) физическое — устанавливаются физико-механические и теплофизические свойства полезного ископаемого и вмещающих пород;

4) технологическое — изучение извлекаемости полезного ископаемого.

Все виды опробования проводятся по результатам отбора ядра секциями длиной 1 м, а на контактах с боковыми породами — 0,5 м.

Перед строительством крупного предприятия осуществляются опытно-промышленные испытания технологии на опытной установке в естественных условиях.

В период подготовки месторождения к эксплуатации проводится комплекс геологических, гидрогеологических и геофизических исследований залежи. Его цель — изучение месторождения как гидроструктуры. Основные методы: гидрогеологические точечное и площадное опробование скважин, сопровождаемое геофизическими измерениями. Для изучения гидрогеологических характеристик месторождения проводят опытные нагнетания и откачки.

В ходе исследований этого комплекса важнейшим является изучение эффективности методов искусственного воздействия на массив с целью улучшения его гидрогеологических свойств.

Гидрогеологические исследования должны проводиться по блокам месторождения с различными типами условий залегания полезного ископаемого: по качеству, боковым породам, свойствам и т.п. Должна быть определена неоднородность геолого-гидрологических характеристик как по площади, так и по мощности месторождения.

Подсчет запасов полезного ископаемого, пригодных к обработке геотехнологическими методами, включает:

1) определение контуров и площади распространения промышленной залежи;

2) среднюю мощность залежи по блокам;

3) плотность полезного ископаемого по блокам;

4) среднее содержание полезного ископаемого по блокам.

Оконтуривание промышленных запасов осуществляется на основании временных или постоянных кондиций. При установлении кондиций должна учитываться надежность выполненных геолого-гидрологических исследований, так как от них зависят все показатели геотехнологических методов.

Главная задача проектирования предприятия по добыче полезного ископаемого геотехнологическими методами — определение оптимального сочетания мощности, срока службы, способа вскрытия, системы разработки и т.п.

При проектировании залежь, добычные скважины и поверхностные сооружения должны рассматриваться как единый комплекс. Наиболее приемлемый метод решения этой задачи — метод вариантов. При этом такие задачи наиболее целесообразно решать методами экономико-математического моделирования с применением ЭВМ.

Основные этапы проектирования геотехнологического предприятия:

1) получение задания на проектирование;

2) получение исходных данных;

3) выбор способа вскрытия и системы разработки месторождения, сетки расположения скважин, очередности бурения и включения в работу скважин;

4) выбор основного оборудования для производства рабочих агентов, транспортирования и переработки полученных продуктов, регенерации рабочих агентов, автоматизации и управления производством;

5) определение основных технико-экономических показателей будущего предприятия.

3.2.2. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ

Цель работы. Изучение методики расчета гидравлического разрушения при скважинной гидродобыче.

Теоретические сведения. Рабочим органом при методе скважинной гидродобычи (СГД) является гидромониторная струя, которая осуществляет разрушение, смыв и подъем горной массы. СГД ведется затопленной свободной струей, когда плотность материала струи равна плотности среды.

Гидромониторные струи делят на три группы по давлению:

- ◆ низкого — до 1 МПа;
- ◆ среднего — от 1 до 4 МПа;
- ◆ высокого — более 4 МПа.

Основными параметрами гидромониторной струи являются скорость вылета струи, расход воды и диаметр насадки.

Нормальная нагрузка на разрушаемый слой пород определяется из выражения

$$\sigma = \gamma_n g H, \text{ Па}, \quad (3.1)$$

где g — ускорение свободного падения, м/с^2 ; γ_n — плотность вышележащих горных пород, кг/м^3 ; H — глубина залегания пласта, м.

Поровое давление

$$P_{\text{гидр}} = \gamma_v g H, \text{ Па}, \quad (3.2)$$

где γ_v — плотность грунтовых вод, кг/м^3 .

Эффективное напряжение

$$\sigma_s = \sigma - P_{\text{гидр}}, \text{ Па.} \quad (3.3)$$

Сопротивление сдвигу водонасыщенных пород

$$\tau_s = C_0 + \sigma_s \text{tg} \varphi, \text{ Па,} \quad (3.4)$$

где C_0 — коэффициент сцепления пород, Па; φ — угол внутреннего трения для породы, град.

Минимальная удельная сила удара струи, достаточная для разрушения породы:

$$P_{y \text{ min}} > \tau_s, \text{ Па.} \quad (3.5)$$

Давление воды на входе в насадку

$$P_0 = P - \Delta P_c + \gamma_{p,j} g H - \Delta P_r, \text{ Па,} \quad (3.6)$$

где P — давление воды, развиваемое насосом, Па; ΔP_c — потери напора в сети; ориентировочно $P_c = (0,020 + 0,050) \cdot 10^6$ Па; $\gamma_{p,j}$ — плотность рабочей жидкости, кг/м^3 ; ΔP_r — потери напора в гидромониторе; принимаются ориентировочно равными

$$\Delta P_r = (0,4 + 0,7) \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Начальная скорость истечения струи

$$U_0 = \psi \sqrt{2 \cdot 10^{-3} P_0}, \text{ м/с,} \quad (3.7)$$

где ψ — коэффициент скорости; принимается $\psi = 0,92 + 0,96$.

Расход воды определяется по формуле

$$Q = \frac{\pi d_n^2}{4} \alpha U_0, \text{ м}^3/\text{с,} \quad (3.8)$$

где α — коэффициент сжатия струи; принимается $\alpha = 1$; d_n — диаметр насадки гидромонитора, м.

Коэффициент структуры потока струи

$$a = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{nP_{\text{гидр}}}{10^6}}, \quad (3.9)$$

где n — опытная величина, определяемая из следующего соотношения в зависимости от значения $P_{\text{гидр}}$:

$P_{\text{гидр}}$, МПа	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0
n	1,870	1,471	1,002	0,561	0,20

Расстояние от насадки до забоя, на котором возможно разрушение породы:

$$l = \frac{(1060U_o^2 - 0,29\tau_s)d_n}{2a\tau_s}, \text{ м.} \quad (3.10)$$

Производительность гидравлического разрушения для условий Кузбасса определяется по формуле Н.Ф. Цяпка:

$$\Pi = A \left(\frac{P_o \cdot 10^{-6}}{g} \right) \cdot (10^3 \cdot d_n)^2 \cdot 10^{-4}, \text{ т/ч,} \quad (3.11)$$

где A — опытный коэффициент, принимаемый обратно пропорционально крепости угля в диапазоне значений: для крепости угля $f = 0,8+1,2$ коэффициент $A = 1,2+1,7$.

Производительность гидравлического разрушения рыхлых и слабосцементированных песков и песчаников прочностью $\sigma_{\text{сж}} = 0,5+2,0$ МПа

$$\Pi = \frac{KP_o \cdot 10^{-3}}{g}, \text{ т/ч,} \quad (3.12)$$

где K — опытная постоянная, зависящая от диаметра насадки; для диаметров насадки 11, 15 и 23 мм принимается соответственно равной 1,2; 2,0; 4,8.

Контрольный пример. Рассчитать минимальную длину струи, расход воды и производительность скважинного гидро-

монитора при отбойке полезного ископаемого для следующих условий:

1) разрабатывается фосфоритная руда, представленная водонасыщенными песками, характеризующаяся следующими параметрами:

- а) коэффициент сцепления $C_o = 4000$ Па;
 - б) угол внутреннего трения пород $\varphi = 33^\circ$;
 - в) плотность покрывающих пород $\gamma_n = 2100$ кг/м³;
 - г) глубина залегания пласта $H = 20$ м;
 - д) плотность грунтовых вод $\gamma_v = 1050$ кг/м³;
- 2) давление центробежного насоса $P = 2,4 \cdot 10^6$ Па;
- 3) плотность рабочей жидкости $\gamma_{р.ж} = 1000$ кг/м³;
- 4) диаметр насадки $d_n = 0,024$ м.

Решение.

1. Нормальная нагрузка на разрушаемый слой

$$\sigma = \gamma_n g H = 2100 \cdot 9,81 \cdot 20 = 4,12 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

2. Поровое давление

$$P_{гидр} = \gamma_v g H = 1050 \cdot 9,81 \cdot 20 = 2,06 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

3. Эффективное напряжение

$$\sigma_s = \sigma - P_{гидр} = 4,12 \cdot 10^5 - 2,06 \cdot 10^5 = 2,06 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

4. Соппротивление сдвигу

$$\tau_s = C_o + \sigma_s \operatorname{tg} \varphi = 4000 + 2,06 \cdot 10^5 \operatorname{tg} 33^\circ = 1,23 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

5. Давление воды на входе в насадку

$$P_o = P - \Delta P_c + \gamma_{р.ж} g H - \Delta P_r = 2,4 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^4 + 1000 \cdot 9,81 \cdot 20 - 5,5 \cdot 10^5 = 2,01 \cdot 10^6, \text{ Па.}$$

6. Начальная скорость истечения струи

$$U_o = \psi \sqrt{2 \cdot 10^{-3} \cdot P_o} = 0,94 \cdot \sqrt{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,01 \cdot 10^6} = 63,4 \text{ м/с.}$$

7. Расход воды

$$Q = \frac{\pi d_n^2}{4} \alpha U_0 = 1 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,024^2}{4} \cdot 63,4 = 5,39 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}.$$

8. Коэффициент структуры потока струи

$$a = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{nP_{\text{гидр}}}{10^6}} = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{1,87 \cdot 2,06 \cdot 10^5}{10^6}} = 0,064.$$

9. Расстояние от насадки до забоя

$$l = \frac{(1060U_0^2 - 0,29\tau_s)d_n}{2\alpha\tau_s} = \frac{0,024(1060 \cdot 63,4^2 - 0,29 \cdot 1,23)}{2 \cdot 0,064 \cdot 1,23 \cdot 10^5} = 0,644 \text{ м}.$$

10. Производительность гидравлического разрушения

$$П = \frac{KP_0 \cdot 10^{-3}}{g} = \frac{4,8 \cdot 2,01 \cdot 10^6 \cdot 10^{-3}}{9,81} = 983 \text{ т/ч}.$$

Вопросы для самоконтроля

1. Назовите основные параметры гидромониторной струи.

2. При каком условии происходит разрушение массива гидромониторной струей?

3. Каким образом формируется давление рабочей жидкости на входе в насадку?

4. Чем отличаются условия работы затопленной струи от свободной?

5. Как изменяется длина струи от прочности массива?

Варианты исходных данных приведены в табл. 3.1. Недостающие исходные данные принимайте из примера.

Варианты исходных данных

Вариант	Исходные данные					
	Разрушаемая порода	S_0 , Па	φ , градус	H , м	P , Па·10 ⁻⁶	d_n , мм
1	2	3	4	5	6	7
1	Песок	500	30	20	1,5	11
2	— “ —	5000	32	30	2,0	18
3	— “ —	5500	35	40	2,5	23
4	Уголь	6500	36	50	2,0	22
5	— “ —	7000	34	60	2,5	22
6	— “ —	7500	32	70	3,0	18
7	— “ —	8000	30	60	3,5	18
8	Песок	4000	35	60	2,0	22
9	— “ —	5000	30	40	1,0	11
10	— “ —	5500	32	50	2,5	22

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аренс В.Ж., Исмаилов Б.В., Шпак Д.Н.* Скважинная гидродобыча твердых полезных ископаемых. — М.: Недра, 1980. — 229 с.
2. *Аренс В.Ж.* Скважинная добыча полезных ископаемых (геотехнология). — М.: Недра, 1986. — 279 с.

3.2.3. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

Цель работы. Изучить методику расчета основных параметров подземной газификации угля.

Теоретические сведения. Сущность метода подземной газификации угля (ПГУ) заключается в процессе превращения угля на месте его залегания в горючий газ.

Основными стадиями ПГУ являются: бурение с поверхности земли на угольный пласт скважин; соединение этих скважин каналами, проходящими в угольном пласте; нагнетание в одни скважины воздушного или парокислородного дутья; получение из других скважин газа.

Газообразование происходит в канале за счет химического взаимодействия свободного и связанного кислорода с углеродом и термического разложения угля.

Выход, состав и теплота сгорания получаемого газа зависят от состава подаваемого в скважину дутья, марки угля и его состава, геологических условий залегания пласта, его мощности и строения. Теоретически установлено, что теплота сгорания газа, получаемого на воздушном дутье, не превышает 4,4 МДж/м³.

При подземной газификации угля основным параметром процесса является интенсивность процесса газификации. Она зависит от ряда влияющих факторов, большинство из которых определяются опытным путем.

Расчет ведется в следующей последовательности.

При отсутствии данных об элементарном составе газифицируемого угля теоретический удельный объем сухого воздуха, т.е. без паров воды, подаваемого в блок сжигания для полного сгорания угля, определяется по формуле

$$V_{\text{св}}^{\circ} = a' \frac{0,001Q_i' + 25,1W_i'}{4186}, \text{ нм}^3/\text{кг}, \quad (3.13)$$

где Q_i' — низшая теплота сгорания рабочей массы угля, Дж/кг; W_i' — влажность рабочей массы угля, %; a' — опытный коэффициент, зависящий от марки угля; принимается в диапазоне значений $a' = 1,08 \div 1,11$.

Определяем коэффициент избытка воздуха:

$$\alpha = \left[1 - \frac{(21 - x') \cdot O_2'}{2100} \right] \times \left(\frac{21}{21 - O_2' + 0,5CO' + 0,5H_2' + 1,5H_2S' + 2CH_4' + 3C_2H_4'} \right), \quad (3.14)$$

где x' — опытный коэффициент, определяемый в зависимости от типа угля в диапазоне значений 18,2—19,9; O_2' — содержание в сухом газе ПГУ по объему O_2 , %; CO' — то же CO , %; CH_4' — то же CH_4 , %; H_2' — то же H_2 , %; C_2H_4' — то же C_2H_4 , %; H_2S' — то же H_2S , %.

Коэффициент, учитывающий утечки газа в подземном газогенераторе:

$$K_y = 1 - \frac{U_y}{100}, \quad (3.15)$$

где U_y — утечка газа, %.

Реальный выход сухого газа ПГУ из газифицируемого угля:

$$V'_{cr} = V_{ca}^0 (\alpha + 0,01x' - 0,21) K_y, \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (3.16)$$

Химический КПД процесса газификации

$$\eta = \frac{Q_{нг} V'_{cr}}{Q'_i}, \quad (3.17)$$

где $Q_{нг}$ — теплота сгорания газа газификации, Дж/м³.

Скорость выгазовывания угольного пласта

$$I = \frac{\nu}{0,506 \cdot \eta^{-1,9} m (0,702 - 0,659 \cdot \eta)}, \text{ т/ч}, \quad (3.18)$$

где ν — абсолютный водоприток в зоны газификации, м³/ч;
 m — мощность угольного пласта, м.

Контрольный пример. Рассчитать интенсивность выгазовывания угольного пласта для следующих условий:

1) низшая теплота сгорания рабочей массы угля $Q'_i = 28900000$ Дж/кг;

2) влажность рабочей массы угля $W'_f = 8$ %;

3) содержание горючих газов в продукте: O'_2 — 0,20 %;
 CO' — 9,06 %; H'_2 — 14,45 %; H'_2S' — 0,07 %; CH'_4 — 2,72 %;
 $C_2H'_4$ — 1,02 %;

4) утечка газа $U_y = 6,9$ %;

5) теплота сгорания газа газификации $Q_{нг} = 4190000$ Дж/м³;

6) абсолютный водоприток в зоны газификации $\nu = 5$ м³/ч;

7) мощность пласта $m = 2,0$ м.

Решение.

Теоретический объем сухого воздуха, необходимого для полного сгорания угля:

$$V_{\text{св}}^{\circ} = a' \frac{0,001 \cdot Q_i' + 25,1 \cdot W_i'}{4186} =$$

$$= \frac{1,1 \cdot (0,001 \cdot 2,89 \cdot 10^7 + 25,1 \cdot 8)}{4186} = 7,65 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

2. Коэффициент избытка воздуха

$$\alpha = \left[1 - \frac{(21 - x') \cdot O_2'}{2100} \right] \times$$

$$\times \left(\frac{21}{21 - O_2' + 0,5CO' + 0,5H_2' + 1,5H_2S' + 2CH_4' + 3C_2H_4'} \right) =$$

$$= \left[1 - \frac{(21 - 18,2) \cdot 0,2}{2100} \right] \times$$

$$\times \left(\frac{21}{21 - 0,2 + 0,5 \cdot 9,06 + 0,5 \cdot 14,45 + 1,5 \cdot 0,07 + 2 \cdot 2,72 + 3 \cdot 1,02} \right) =$$

$$= 0,51.$$

3. Коэффициент, учитывающий утечки газа:

$$K_y = 1 - \frac{U_y}{100} = 1 - \frac{6,9}{100} = 0,931.$$

4. Реальный выход сухого газа ПГУ

$$V_{\text{ср}}' = V_{\text{св}}^{\circ} (\alpha + 0,01 \cdot x' - 0,21) K_y = 7,65 \cdot (0,51 + 0,01 \cdot 18,2 - 0,21) \times$$

$$\times 0,931 = 3,68 \text{ нм}^3 / \text{кг}.$$

5. Химический КПД

$$\eta = \frac{Q_{\text{нр}} V_{\text{ср}}'}{Q_i'} = \frac{4,19 \cdot 10^6 \cdot 3,68}{2,89 \cdot 10^7} = 0,533.$$

6. Скорость выгазовывания угольного пласта

$$I = \frac{v}{0,506 \cdot \eta^{-1,9} \cdot m(0,702 - 0,659 \cdot \eta)} =$$

$$= \frac{5}{0,506 \cdot 0,533^{-1,9} \cdot 2,0 \cdot (0,702 - 0,659 \cdot 0,533)} = 4,26 \text{ т/ч.}$$

Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите основные стадии ПГУ.
 2. Назовите горючие газы в составе продуктов подземной газификации.
 3. Чем объясняются утечки газов ПГУ?
 4. Объясните физическую сущность химического КПД ПГУ.
 5. Как зависит скорость выгазовывания от мощности пласта?
- Варианты исходных данных приведены в табл. 3.2. Недостаточные исходные данные принимайте из контрольного примера.

Таблица 3.2

Варианты исходных данных

Номер варианта	Исходные данные				
	$Q', 10^6, \text{ Дж/кг}$	$W', \%$	$U, \%$	$v, \text{ м}^3/\text{ч}$	$m, \text{ м}$
1	28,0	5	5	3,0	1,0
2	27,0	6	7	3,5	1,5
3	26,0	7	9	4,0	2,0
4	25,0	8	11	4,5	2,5
5	29,0	9	5	5,0	3,0
6	30,0	8	7	5,5	3,5
7	31,0	7	9	6,0	4,0
8	28,0	6	11	5,5	4,5
9	29,0	5	5	5,0	5,0
10	30,0	6	7	4,5	5,5

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Янченко Г.А. Тепловой баланс процесса подземной газификации угля: Учебное пособие. — М.: МГИ, 1988. — 42 с.
2. Крейнин Е.В. и др. Подземная газификация угольных пластов. — М.: Недра, 1982. — 151 с.

3.2.4. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Цель работы. Изучить методику оптимизации технологических параметров геотехнологии.

Теоретические сведения. Многоцелевой характер деятельности предприятия СГД осложняет процесс принятия решения при выборе оптимальных технологических параметров. Сложен сам по себе и выбор критерия оценки, единого мнения о нем пока нет.

В последнее время все чаще таким критерием считают суммарную прибыль. Ориентировочно можно оценить оптимальные параметры технологии, исследовав зависимость

$$П = f(R), \text{ руб/т}, \quad (3.19)$$

где $П$ — удельная расчетная прибыль от добычи полезного ископаемого, руб/т; R — радиус камеры, м.

Оценивая прибыль как разность между ценой и себестоимостью, необходимо рассчитать следующие затраты:

- ◆ затраты на заработную плату;
- ◆ амортизационные отчисления;
- ◆ затраты на электроэнергию;
- ◆ условно-постоянные расходы;
- ◆ расходы на воду.

Расчет ведется в следующей последовательности.

Погашаемые запасы полезного ископаемого одной скважиной

$$V_{\text{скв}} = \pi R^2 t \rho, \text{ т}, \quad (3.20)$$

где t — мощность залежи, м; ρ — плотность полезного ископаемого, т/м³.

Потери полезного ископаемого в целиках между камерами

$$Q_{\text{пц}} = a^2 t \rho - V_{\text{скв}}, \text{ т}, \quad (3.21)$$

где a — расстояние между добычными скважинами, м.

Суммарные потери полезного ископаемого на участке, обрабатываемом одной скважиной:

$$Q = Q_{\text{пц}} + V_{\text{скв}}(1 - C_1), \text{ т}, \quad (3.22)$$

где C_1 — коэффициент извлечения отбитого полезного ископаемого; ориентировочно $C_1 = 0,95$.

Продолжительность отработки запасов одной скважиной

$$t_{\text{доб}} = \frac{V_{\text{скв}} C_1}{P'}, \text{ ч}, \quad (3.23)$$

где P' — техническая производительность добычного агрегата по рабочему циклу, т/ч.

Время работы одной скважины

$$t_{\text{скв}} = t_{\text{м}} + t_{\text{дем}} + t_{\text{доб}}, \text{ ч}, \quad (3.24)$$

где $t_{\text{м}}$ — время на монтаж добычного оборудования, ч; $t_{\text{дем}}$ — время на демонтаж добычного оборудования, ч.

Затраты на заработную плату по одной скважине

$$C_{\text{зар}} = \frac{Z_0 n t_{\text{скв}}}{V_{\text{скв}} C_1 T_{\text{см}}}, \text{ руб/т}, \quad (3.25)$$

где Z_0 — часовая тарифная ставка рабочего, руб.; ориентировочно $Z_0 = 8,6$ руб. (на 1.01.91); n — численность звена, чел.; ориентировочно $n = 3$ чел.; $T_{\text{см}}$ — продолжительность смены, ч; принимается $T_{\text{см}} = 7$ ч.

Амортизационные отчисления на скважину

$$C_{\text{амс}} = \frac{C_{\text{скв}}}{V_{\text{скв}} C_1}, \text{ руб/т}, \quad (3.26)$$

где $C_{\text{скв}}$ — затраты на сооружение скважины и ее обустройство, руб.

Амортизационные отчисления на добычное оборудование одной скважины:

$$C_{\text{амд}} = \frac{C_d H_d t_{\text{скв}}}{100 t_{\text{доб}} P' N_p T_{\text{доб}} T_{\text{см}}}, \text{ руб/т}, \quad (3.27)$$

где C_d — стоимость добычного оборудования одной скважины, руб.; H_d — норма амортизации добычного оборудования, %; ориентировочно $H_d = 3,3$ %; $T_{\text{доб}}$ — число рабочих дней в году, $T_{\text{доб}} = 305$ сут; N_p — число добычных смен в сутки.

Амортизационные отчисления на общее оборудование

$$C_{\text{ам.об}} = \frac{C_{\text{об}} H_{\text{об}}}{100 A_{\text{год}}}, \text{ руб/т}, \quad (3.28)$$

где $C_{\text{об}}$ — стоимость общего оборудования, зданий и сооружений, руб.; $H_{\text{об}}$ — средняя норма амортизации общего оборудования, зданий и сооружений, %; ориентировочно $H_{\text{об}} = 10$ %; $A_{\text{год}}$ — производственная мощность предприятия, т/год.

Суммарные амортизационные отчисления

$$C_{\text{ам}} = C_{\text{амс}} + C_{\text{амд}} + C_{\text{ам.об}}, \text{ руб/т}. \quad (3.29)$$

Затраты на воду

$$C_{\text{зд}} = q_v C_v, \text{ руб/т}, \quad (3.30)$$

где q_v — удельный расход воды на добычу, м³/т; C_v — стоимость технической воды, руб/м³; $C_v = 0,069$ руб/м³ (на 1.01.91).

Условно-постоянные расходы

$$C_{\text{уп}} = (C_{\text{зар}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{зд}} + C_{\text{эл}}) K_{\text{уп}}, \text{ руб/т}, \quad (3.31)$$

где $K_{\text{уп}}$ — коэффициент, учитывающий условно-постоянные расходы; ориентировочно можно принимать $K_{\text{уп}} = 0,2$; $C_{\text{эл}}$ — удельные затраты на электроэнергию, руб/т; ориентировочно $C_{\text{эл}} = 0,40$ руб/т (на 1.01.91).

Суммарная себестоимость добытого полезного ископаемого:

$$C = C_{\text{зар}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{вд}} + C_{\text{эл}} + C_{\text{уп}} + \frac{(V_{\text{скв}} + Q_{\text{пц}})C_{\text{раз}}}{V_{\text{скв}}C_1}, \text{ руб/т}, \quad (3.32)$$

где $C_{\text{раз}}$ — затраты на разведку и подготовку запасов к отработке, руб/т.

Прибыль расчетная

$$П = (Ц - C)A_{\text{год}}, \text{ руб/год}, \quad (3.33)$$

где $Ц$ — цена полезного ископаемого, руб/т.

Контрольный пример. Рассчитать прибыль предприятия скважинной гидродобычи для следующих условий (цены даны на 1.01.91):

- 1) мощность залежи $m = 2,0$ м;
- 2) плотность полезного ископаемого $\rho = 1,6$ т/м³;
- 3) расстояние между добычными скважинами $a = 20$ м;
- 4) радиус камеры $R = 8$ м;
- 5) техническая производительность скважинного агрегата

$P' = 60$ т/ч;

- 6) время на монтаж добычного оборудования $t_m = 8$ ч;
- 7) время на демонтаж добычного оборудования $t_{\text{дем}} = 10$ ч;
- 8) затраты на сооружение скважины $C_{\text{скв}} = 800$ руб.;
- 9) стоимость добычного оборудования одной скважины $C_d = 10000$ руб.;
- 10) стоимость общего оборудования $C_{\text{об}} = 100000$ руб.;
- 11) производственная мощность предприятия $A_{\text{год}} = 200000$ т/год;
- 12) удельный расход воды $q_v = 8$ м³/т;
- 13) затраты на разведку и подготовку запасов $C_{\text{раз}} = 0,5$ руб/т;
- 14) расчетная цена $Ц = 6,5$ руб/т.

Решение.

1. Погашаемые запасы полезного ископаемого с одной скважины

$$V_{\text{скв}} = \pi R^2 m \rho = 3,14 \cdot 8^2 \cdot 2,0 \cdot 1,6 = 644 \text{ т.}$$

2. Потери полезного ископаемого в целиках между камерами

$$Q_{\text{пц}} = a^2 m p - V_{\text{скв}} = 20^2 \cdot 2,0 \cdot 1,6 - 644 = 636 \text{ т.}$$

3. Суммарные потери на участке, обрабатываемом одной скважиной:

$$Q = Q_{\text{пц}} + V_{\text{скв}}(1 - C_1) = 636 + 644(1 - 0,95) = 668 \text{ т.}$$

4. Продолжительность отработки запасов одной скважиной

$$t_{\text{доб}} = \frac{V_{\text{скв}} C_1}{P'} = \frac{644 \cdot 0,95}{60} = 10,2 \text{ ч.}$$

5. Время работы одной скважины

$$t_{\text{скв}} = t_{\text{м}} + t_{\text{дем}} + t_{\text{доб}} = 8 + 10 + 10,2 = 28,2 \text{ ч.}$$

6. Затраты на заработную плату по одной скважине

$$C_{\text{зпр}} = \frac{3_{\text{он}} n t_{\text{скв}}}{V_{\text{скв}} C_1 T_{\text{см}}} = \frac{8,6 \cdot 3 \cdot 28,2}{644 \cdot 0,95 \cdot 7} = 0,17 \text{ руб/т.}$$

7. Амортизационные отчисления на скважину

$$C_{\text{амс}} = \frac{C_{\text{скв}}}{V_{\text{скв}} C_1} = \frac{800}{644 \cdot 0,95} = 1,31 \text{ руб/т.}$$

8. Амортизационные отчисления на добычное оборудование

$$C_{\text{амд}} = \frac{C_{\text{д}} H_{\text{д}} t_{\text{скв}}}{100 t_{\text{доб}} P' N_{\text{р}} T_{\text{доб}} T_{\text{см}}} = \\ = \frac{10000 \cdot 33 \cdot 28,2}{100 \cdot 10,2 \cdot 60 \cdot 2 \cdot 305 \cdot 7} = 0,04 \text{ руб/т.}$$

9. Амортизационные отчисления на общее оборудование

$$C_{\text{ам.об}} = \frac{C_{\text{об}} H_{\text{об}}}{100 A_{\text{год}}} = \frac{1000000 \cdot 10}{100 \cdot 200000} = 0,5 \text{ руб/т.}$$

10. Суммарные амортизационные отчисления

$$C_{\text{ам}} = C_{\text{ам.с}} + C_{\text{ам.д}} + C_{\text{ам.об}} = 1,31 + 0,04 + 0,5 = 1,85 \text{ руб/т.}$$

11. Затраты на воду

$$C_{\text{вд}} = q_{\text{в}} C_{\text{в}} = 8 \cdot 0,069 = 0,55 \text{ руб/т.}$$

12. Условно-постоянные расходы

$$C_{\text{уп}} = (C_{\text{зар}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{вд}} + C_{\text{эл}}) K_{\text{уп}} = (0,17 + 1,85 + 0,55 + 0,40) \times \\ \times 0,2 = 0,59 \text{ руб/т.}$$

13. Суммарная себестоимость

$$C = C_{\text{зар}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{вд}} + C_{\text{эл}} + C_{\text{уп}} + \frac{(V_{\text{скв}} + Q_{\text{пц}})}{V_{\text{скв}} C_1} = \\ = 0,17 + 1,85 + 0,55 + 0,40 + 0,59 + \frac{(644 + 636) \cdot 0,5}{644 \cdot 0,95} = 4,61 \text{ руб/т.}$$

14. Расчетная себестоимость

$$П = (Ц - C) A_{\text{год}} = (6,5 - 4,61) \cdot 200000 = 378000 \text{ руб.}$$

Аналогичным образом производится расчет для различных значений R и определяется область оптимальных значений.

Вопросы для самоконтроля

1. Почему задача оптимизации параметров технологии СГД является многокритериальной?

2. Какие виды затрат учитываются в методике расчета?

3. Какие затраты оказывают наиболее существенное влияние на себестоимость?

4. Если при увеличении радиуса камеры возрастает зольность, каким образом изменится расчетная прибыль?

5. При увеличении расстояния между скважинами и постоянном размере целика как изменится прибыль?

Варианты исходных данных приведены в табл. 3.3. Недостаточные исходные данные принять из контрольного примера.

Варианты исходных данных

Вариант	Исходные данные					
	<i>m</i> , м	<i>a</i> , м	<i>R</i> , м	<i>П</i> , т/ч	<i>A</i> _{год} , т/год	<i>C</i> _{раз} , руб/т
1	1,0	25	10	30	100 000	0,40
2	1,5	20	8	40	150 000	0,45
3	2,0	18	7	50	200 000	0,50
4	2,5	20	8	60	250 000	0,55
5	3,0	25	10	70	300 000	0,60
6	2,5	20	9	60	350 000	0,65
7	2,0	18	7	50	400 000	0,60
8	1,5	18	6	40	350 000	0,55
9	1,0	20	9	30	300 000	0,50
10	1,5	25	10	20	250 000	0,45

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аренс В.Ж., Исмагилов Б.В., Шпак Д.Н.* Скважинная гидродобыча твердых полезных ископаемых. — М.: Недра, 1980. — 230 с.
2. *Аренс В.Ж.* Скважинная добыча полезных ископаемых (геотехнология). — М.: Недра, 1986. — 279 с.

3.2.5. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

Цель работы. Изучение методики расчета основных параметров подземного выщелачивания.

Теоретические сведения. Для выщелачивания обычно используются водные растворы минеральных кислот или солей карбонатов щелочных металлов.

Кислотный способ дает более высокое извлечение, но отличается меньшей, чем у карбонатного способа, селективностью.

Процесс выщелачивания в недрах сводится к переводу минералов из твердой фазы в жидкую за счет их взаимодействия с химическим реагентом.

Увеличение концентрации кислоты при выщелачивании повышает скорость растворения урановых минералов и уменьшает период насыщения пласта химическим растворителем, повышая в то же время его расход на реакцию с породой.

К основным геотехнологическим показателям относятся:

- ◆ концентрация металла в продуктивных растворах;
- ◆ суммарный дебит скважины;
- ◆ дебит откачной скважины;
- ◆ число одновременно работающих скважин;
- ◆ продолжительность отработки блоков, рядов, ячеек;
- ◆ время появления продуктивных растворов в откачных скважинах;
- ◆ расход и концентрация растворителя и окислителя;
- ◆ размеры повышения и понижения уровня в рабочих скважинах.

Расчет основных параметров выщелачивания ведется в следующей последовательности.

Концентрация металла в продуктивных растворах

$$C_{\text{ср}} = \frac{EPd}{fM\gamma F}, \quad (3.34)$$

где E — коэффициент извлечения металла; P — запасы металла на обрабатываемой площади, т; d — плотность продуктивного раствора, т/м³; f — отношение массы выщелачиваемого раствора к массе руды; M — средняя мощность пород, прорабатываемая выщелачивающим раствором, м; γ — объемная плотность руды, т/м³; F — обрабатываемая площадь, м².

Суммарный дебит откачных скважин при эксплуатации

$$Q_3 = \frac{M_e}{C_{\text{ср}} T}, \quad \text{т/сут}, \quad (3.35)$$

где M_e — проектная годовая производительность предприятия по металлу, т; T — расчетное число рабочих дней в году, сут.

Дебит откачной скважины

$$q = MbV, \quad \text{т/сут}, \quad (3.36)$$

где b — средняя ширина потоков растворов,двигающихся к откачной скважине, м; V — оптимальная скорость фильтрации растворов, м/сут.

Число одновременно работающих откачных скважин

$$N = \frac{Q_3}{q}. \quad (3.37)$$

Продолжительность отработки площади, приходящейся на одну откачную скважину:

$$t_o = \frac{f \gamma M F_o}{d q}, \text{ сут}, \quad (3.38)$$

где F_o — площадь отработки, приходящаяся на одну откачную скважину, м^2 .

Время появления продуктивных растворов в откачных скважинах

$$t_n = \frac{M n l b}{q}, \text{ сут}, \quad (3.39)$$

где n — эффективная пористость; l — среднее расстояние между откачными и закачными скважинами, м .

Суммарный дебит непродуктивных растворов

$$Q_n = \frac{Q_3 t_n}{t_o}, \text{ т/сут}. \quad (3.40)$$

Уточненное значение средней концентрации металла в растворе при отводе непродуктивных растворов по отдельному трубопроводу:

$$C = \frac{Q_3 C_{\text{ср}}}{(Q_3 - Q_n)}. \quad (3.41)$$

Затраты растворителя на химические реакции с горнорудной массой и на заполнение продуктивного горизонта

$$P_p = \frac{EP}{M_c} (Q_3 - Q_n) (C_p + C_k) T, \text{ м}^3, \quad (3.42)$$

где C_p — заданная концентрация растворителя в выщелачивающем растворе; C_k — концентрация растворителя в извлекаемом растворе.

Контрольный пример. Определить среднюю концентрацию металла в растворе и затраты растворителя для следующих условий:

- 1) коэффициент извлечения металла $E = 0,6$;
- 2) запасы металла на обрабатываемой площади $P = 1500$ т;
- 3) плотность продуктивного раствора $d = 1,2$ т/м³;
- 4) отношение массы выщелачиваемого раствора к массе руды $f = 0,5$;
- 5) средняя мощность пород, прорабатываемых раствором, $M = 6$ м;
- 6) плотность руды $\gamma = 2,8$ т/м³;
- 7) обрабатываемая площадь $F = 160\,000$ м²;
- 8) проектная годовая мощность предприятия по металлу $M_c = 200$ т;
- 9) расчетное число рабочих дней в году $T = 300$ сут;
- 10) средняя ширина потоков растворов $b = 5$ м;
- 11) скорость фильтрации $V = 4$ м/сут;
- 12) площадь отработки, приходящаяся на одну скважину, $F_o = 100$ м²;
- 13) эффективная пористость $n = 0,4$;
- 14) расстояние между откачными и закачными скважинами $l = 10$ м;
- 15) концентрация растворителя в выщелачиваемом растворе $C_p = 0,005$;
- 16) концентрация растворителя в извлекаемом растворе $C_k = 0,002$.

Решение.

1. Концентрация металла в продуктивных растворах

$$C_{cp} = \frac{EPd}{fM\gamma F} = \frac{0,6 \cdot 1500 \cdot 1,2}{0,5 \cdot 6 \cdot 2,8 \cdot 160000} = 8,14 \cdot 10^{-4}.$$

2. Суммарный дебит откачных скважин

$$Q_s = \frac{M_c}{C_{cp} T} = \frac{200}{8,04 \cdot 10^{-4} \cdot 300} = 829 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

3. Дебит откачной скважины

$$q = M b V = 6 \cdot 5 \cdot 4 = 120 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

4. Число одновременно работающих скважин

$$N = \frac{Q_3}{q} = \frac{829}{120} = 6,91.$$

5. Продолжительность отработки запасов одной скважины

$$t_o = \frac{f \gamma M F_o}{d q} = \frac{0,5 \cdot 2,8 \cdot 6 \cdot 100}{1,2 \cdot 120} = 5,83 \text{ сут.}$$

6. Время появления продуктивных растворов

$$t_n = \frac{M n l b}{q} = \frac{6 \cdot 0,4 \cdot 10 \cdot 5}{120} = 1 \text{ сут.}$$

7. Суммарный дебит непродуктивных растворов

$$Q_n = \frac{Q_3 t_n}{t_o} = \frac{829 \cdot 1}{5,83} = 142 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

8. Уточненная средняя концентрация металла

$$C = \frac{Q_3 C_{cp}}{(Q_3 - Q_n)} = \frac{829 \cdot 8,04 \cdot 10^{-4}}{(829 - 142)} = 9,7 \cdot 10^{-4}.$$

9. Затраты растворителя

$$\begin{aligned} P_p &= \frac{E P}{M_c} (Q_3 - Q_n) (C_p + C_k) T = \\ &= \frac{0,6 \cdot 1500}{200} (829 - 142) (0,005 - 0,002) \cdot 300 = 2,78 \cdot 10^3 \text{ т.} \end{aligned}$$

Вопросы для самоконтроля

1. В чем заключается смысл подземного выщелачивания?

2. Почему не оправдано повышение концентрации кислоты для выщелачивания?

3. Объясните характер зависимости концентрации от соотношения Ж:Т в процессе.

4. Что показывает время t_n ?

5. Почему необходимо проводить уточнение концентрации за счет Q_n ?

Варианты исходных данных приведены в табл. 3.4. Недостающие исходные данные принимайте из контрольного примера.

Таблица 3.4

Варианты исходных данных

Вариант	Исходные данные					
	$P, \text{т}$	$f, \text{м}^2$	$M_0, \text{т}$	$V, \text{м}^3/\text{сут}$	$F_0, \text{м}^2$	C_p
1	1500	50000	50	2	100	0,003
2	2000	75000	100	4	125	0,004
3	2500	100000	150	6	150	0,005
4	2000	125000	200	8	175	0,006
5	1500	150000	250	6	200	0,007
6	1000	175000	100	4	175	0,006
7	500	200000	50	2	150	0,005
8	1000	225000	100	2	125	0,004
9	1500	250000	150	4	100	0,004
10	2000	275000	200	6	75	0,005

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Добыча урана методом подземного выщелачивания / Под ред. В.А. Мамилова. — М.: 1980. — 248 с.

2. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых (геотехнология). — М.: Недра, 1986. — 279 с.

3.2.6. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГЕОТЕХНОЛОГИИ

Цель работы. Изучение особенностей методики расчета технико-экономических показателей геотехнологии.

Теоретические сведения. Существенные отличия геотехнологии от открытой и подземной разработки обуславливают

определенную специфичность способов сравнительной оценки методов. Основное отличие в том, что при геотехнологии получают готовый продукт, а при открытой и подземной разработке — горную массу.

При сравнении необходимо учитывать затраты на весь передел руды до конечного продукта.

Эффективность разработки основывается на трех основных показателях:

- ◆ удельные капиталовложения;
- ◆ себестоимость;
- ◆ производительность труда.

Кроме этих основных показателей необходимо также учитывать:

- ◆ рентабельность;
- ◆ срок окупаемости затрат;
- ◆ время строительства предприятия;
- ◆ коэффициент фондоотдачи;
- ◆ годовой экономический эффект;
- ◆ снижение потребности и дефицита в оборудовании и материалах.

Необходимо учитывать также социальный фактор — условия охраны труда, по которому геотехнология имеет преимущества, т.к. обеспечивает выемку полезного ископаемого без присутствия людей в очистном забое.

Недостатки традиционных методов по сравнению с геотехнологией:

- ◆ не обеспечивают высоких технико-экономических показателей;
- ◆ неудовлетворительна динамика фондоотдачи из-за высокого удельного веса пассивных фондов (горных выработок);
- ◆ высокая фондоемкость и капиталоемкость;
- ◆ в течение всего периода эксплуатации приходится регулярно подготавливать все новые и новые участки для добычи, привлекая большие средства.

В связи с этим имеются некоторые особенности в оценке методов геотехнологической разработки месторождений полезных ископаемых.

Ниже приведена последовательность определения некоторых показателей.

Коэффициент фондоотдачи определяется по формуле

$$\mathcal{E}_o = \frac{M C_o}{K}, \quad (3.43)$$

где M — годовой объем конечной продукции, т; C_o — оптовая цена конечной продукции, руб/т; K — капитальные затраты, руб.

Показатель рентабельности определяется из выражения

$$\mathcal{E}_p = \frac{M(C_o - C)}{\Phi_o + \Phi_{об}}, \quad (3.44)$$

где C — себестоимость готовой продукции, руб/т; Φ_o — среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.; $\Phi_{об}$ — среднегодовая стоимость нормируемых оборотных средств, руб.

Срок окупаемости капиталовложений является величиной, обратной показателю рентабельности:

$$T = \frac{1}{\mathcal{E}_p}, \text{ лет.} \quad (3.45)$$

Приведенная себестоимость готовой продукции

$$C_n = C + \frac{e_n K}{M}, \text{ руб/т,} \quad (3.46)$$

где e_n — нормативный отраслевой коэффициент экономической эффективности.

Ценность месторождения определяется из выражения

$$Ц = (C_o - C_n)Z, \text{ руб.} \quad (3.47)$$

Допустимая себестоимость полезного ископаемого определяется по формуле:

$$C_n = C_0 - \frac{Ke_n}{M(1 - \frac{1}{(1 - e_n)^m})}, \text{ руб/т.} \quad (3.48)$$

Экономическая эффективность геотехнологического метода рассчитывается по соотношению

$$\mathcal{E}_r = (C_1 + \frac{e_n K_1}{M_1}) - (C + e_n \frac{K}{M}), \text{ руб/т,} \quad (3.49)$$

где C_1 — себестоимость готовой продукции при традиционных методах разработки месторождений полезных ископаемых, руб/т; K_1 — капитальные затраты при традиционных методах, руб.; M_1 — годовой объем конечной продукции на предприятии при традиционной технологии, т.

Контрольный пример. Определить показатели экономической эффективности геотехнологического метода по сравнению с методом подземной разработки для следующих условий:

1) годовой объем конечной продукции при геотехнологии $M = 500000$ т;

2) годовой объем конечной продукции при подземной разработке $M_1 = 5000000$ т;

3) оптовая цена конечной продукции $C_0 = 100$ руб/т;

4) капитальные затраты при геотехнологии $K = 15000000$ руб.;

5) капитальные затраты при подземной разработке $K_1 = 150000000$ руб.;

6) себестоимость готовой продукции при геотехнологии $C = 72$ руб/т;

7) себестоимость готовой продукции при подземной разработке $C_1 = 69$ руб/т;

8) среднегодовая стоимость основных производственных фондов при геотехнологии $\Phi_0 = 10000000$ руб.;

9) среднегодовая стоимость нормируемых оборотных средств $\Phi_{об} = 600000$ руб.;

10) нормативный отраслевой коэффициент экономической эффективности капиталовложений $e_n = 0,15$;

11) промышленные запасы полезного ископаемого $З = 160000000$ т.

Решение.

1. Коэффициент фондоотдачи для геотехнологии

$$\mathcal{E}_o = \frac{MC_o}{K} = \frac{500000 \cdot 100}{15000000} = 3,33.$$

2. Показатель рентабельности для геотехнологии

$$\mathcal{E}_p = \frac{M(C_o - C)}{\Phi_o + \Phi_{\infty}} = \frac{500000 \cdot (100 - 72)}{10000000 + 6000000} = 0,875.$$

3. Срок окупаемости капиталовложений при геотехнологии

$$T = \frac{1}{\mathcal{E}_p} = \frac{1}{0,875} = 1,14 \text{ лет.}$$

4. Приведенная себестоимость готовой продукции при геотехнологии

$$C_n = C + \frac{e_n K}{M} = 72 + \frac{0,15 \cdot 15000000}{500000} = 76,5 \text{ руб/т.}$$

5. Ценность месторождения при геотехнологии

$$Ц = (C_o - C_n) Z = (100 - 76,5) \cdot 160000000 = 3,76 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

6. Допустимая себестоимость полезного ископаемого

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_n &= C_o - \frac{K e_n}{M(1 - \frac{1}{(1 - e_n)^m})} = 100 - \frac{15000000 \cdot 0,15}{500000(1 - \frac{1}{(1 + 0,15)^{1,14}})} = \\ &= 69,4 \text{ руб/т.} \end{aligned}$$

7. Экономическая эффективность геотехнологического метода по сравнению с подземной разработкой:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_r &= (C_1 + \frac{e_n K_1}{M_1}) - (C + e_n \frac{K}{M}) = (69 + \frac{0,15 \cdot 150000000}{5000000}) - \\ &- (72 + 0,15 \cdot \frac{15000000}{500000}) = -3 \text{ руб/т.} \end{aligned}$$

Знак «минус» перед значением экономической эффективности геотехнологии показывает, что в данных условиях геотехнология неэффективна и уступает подземной разработке.

Вопросы для самоконтроля

1. Каковы основные отличия геотехнологии от прочих методов разработки месторождений полезных ископаемых?

2. Назовите основные показатели эффективности разработки месторождения полезного ископаемого.

3. Перечислите основные недостатки традиционных методов по сравнению с геотехнологией.

4. Как связаны между собой показатель рентабельности и срок окупаемости?

5. Каков смысл нормативного отраслевого коэффициента экономической эффективности капиталовложений?

Варианты исходных данных приведены в табл. 3.5. Недостаточные исходные данные принимайте из контрольного примера.

Таблица 3.5

Варианты исходных данных

Вариант	Исходные данные						
	M , тыс.т	C_0 , руб/т	K , млн руб.	C , руб/т	Φ_0 , млн руб.	Z , млн т	C_1 , руб/т
1	500	300	5,0	270	4,0	150	275
2	720	280	6,5	264	5,5	250	250
3	480	350	5,4	300	4,4	180	310
4	650	325	4,9	275	3,9	400	260
5	725	287	6,0	270	5,0	320	280
6	545	320	5,2	300	4,2	170	290
7	520	270	4,8	250	3,8	200	260
8	620	300	5,0	270	4,0	140	280
9	560	280	5,7	260	4,7	210	270
10	560	275	4,5	250	4,5	150	260

ЛИТЕРАТУРА

Аренс В.Ж. Сквацинная добыча полезных ископаемых (геотехнология). — М.: Недра, 1986. — 279 с.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

4.1. Цель и задачи курсового проектирования

4.2. Организация выполнения курсового проекта

4.3. Оформление курсового проекта

4.4. Инструкция по выполнению курсового проекта

Глава

4

4.1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В ходе выполнения курсового проекта студент углубляет и закрепляет полученные за время обучения знания, приобретает навыки конкретного проектирования и самостоятельной творческой научно-исследовательской работы.

При выполнении курсового проекта необходимо ориентироваться на последние достижения научно-технического прогресса в горно-добывающей и смежных отраслях промышленности.

Теоретической базой при выполнении курсового проекта являются знания, полученные студентами при изучении курса «Геотехнологические способы разработки пластовых месторождений», циклов горных, геологических, общетехнических и общеобразовательных дисциплин.

4.2. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Задание и титульный лист курсового проекта по принятой форме выдаются студентам в начале IX семестра преподавателем, осуществляющим руководство курсовым проектированием. Задание составляется применительно к условиям конкретного месторождения и предусматривает определенный геотехнологический способ разработки. Способ разработки и конкретное месторождение задаются преподавателем по согласованию со студентом. Вместе с заданием указывается основная литература.

Кроме того, на консультациях, проводимых преподавателем еженедельно, указываются дополнительная справочная литература, компьютерные программы, отчеты по НИР и ОКР, ГОСТы, типовые проекты и т.п.

Курсовая работа выполняется в течение всего семестра и по мере выполнения руководитель ежемесячно контролирует качество и объем законченных частей.

Законченный курсовой проект — пояснительная записка с приложением результатов расчетов на ЭВМ и чертежи — защищаются перед комиссией кафедры, которая выносит окончательную оценку. Принятый и зачтенный курсовой проект сдается на кафедру для хранения. При неудовлетворительной оценке курсовой проект возвращается для исправления или дополнения либо выдается новое задание.

4.3. ОФОРМЛЕНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект включает пояснительную записку в пределах 20—25 страниц, включая необходимый иллюстрационный материал и один лист чертежей формата А1 (594×841 мм).

В начале пояснительной записки (после титульного листа) прилагается оригинал индивидуального задания на разработку курсового проекта. Далее следует реферат и оглавление с указанием всех разделов курсового проекта и номеров соответствующих страниц. В тексте даются обоснования принятых технологических решений, их описания. Необходимы пояснения к эскизам и чертежам, а также все расчеты, сведенные, по возможности, в таблицы.

Не допускается помещение в записку выдержек из учебников, учебных пособий, монографий, журнальных статей. Не допускается произвольно опускать отдельные разделы проекта без согласования с руководителем.

В конце пояснительной записки помещается пронумерованный список всей использованной при выполнении курсового проекта литературы, оформленный в соответствии с действующим стандартом. В тексте указываются ссылки в квадратных скобках на номер литературного источника, помещенного в списке литературы, в порядке упоминания.

Пояснительная записка составляется на листах писчей бумаги стандартного формата 203×288 мм на одной стороне с ос-

тавлением полей слева (30 мм) и справа (10 мм). Текст пояснительной записки может быть написан разборчиво от руки, напечатан на пишущей машинке или набран на компьютере. Изложение материала должно вестись технически грамотным языком, лаконичным и ясным.

В пояснительной записке приводятся необходимые расчеты, излагается обоснование принимаемых решений и их описания, даются основные организационно-технические показатели.

При проведении расчетов вначале приводится формула, при этом дается ссылка на литературный источник, приводятся пояснения и цифровые значения буквенных обозначений, входящих в формулу, а затем числовые значения подставляются в формулу и приводится результат расчета.

Графики, эскизы, схемы, помещаемые в пояснительной записке, должны быть выполнены аккуратно, с соблюдением общепринятых обозначений и масштаба. Рисунки должны иметь самостоятельную сплошную нумерацию и подрисуночные надписи в соответствии с ГОСТом.

На демонстрационном листе приводится общий вид обрабатываемого участка шахтного поля в плане и разрезе по одной из геолого-разведочных линий с указанием разбиения на выемочные блоки. Отдельно на листе показывается конструкция геотехнологических скважин, размещение добычного оборудования на различных стадиях отработки. Указывается структурная схема промысла.

Чертежи выполняются в карандаше или тушью в соответствии с ГОСТом. Конкретное размещение материала на листе согласовывается с преподавателем.

Реферат, приводимый в работе, должен содержать:

- ◆ индекс УДК;
- ◆ сведения об объеме, количестве иллюстраций, демонстрационных листов, таблиц, использованных источников;
- ◆ перечень ключевых слов;
- ◆ текст реферата на русском и изучаемом студентом иностранном языке.

Индекс УДК проставляется в соответствии с таблицами УДК после консультации в научно-библиографическом отделе библиотеки МГГУ.

Перечень ключевых слов должен характеризовать содержание курсового проекта и включать от 5 до 15 ключевых слов в именительном падеже, написанных заглавными буквами через запяты. Ключевым словом называется слово (существительное) или сочетание, выражающее отдельное понятие, существенное для раскрытия содержания текста. Ключевые слова в совокупности должны вне текста давать достаточно полное представление о содержании курсового проекта.

Текст реферата должен содержать:

- ◆ объект исследования;
- ◆ цель исследования;
- ◆ полученные результаты и их новизну;
- ◆ эффективность и область применения.

Объем текста реферата должен содержать 1100—1200 буквенных знаков.

Не допускается применять в тексте реферата необщепринятые термины, сокращения слов и аббревиатуры.

Ниже приводится инструкция по содержанию курсового проекта. Порядок изложения должен сохраняться и при написании курсового проекта.

4.4. ИНСТРУКЦИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

4.4.1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Литолого-стратиграфическое описание участка. Дается краткое геологическое описание участка месторождения, отрабатываемого геотехнологическим способом. При этом описываются: рельеф поверхности, высотные отметки, перепад высот. Указываются размеры участка.

Подробно описывается структурно-литологический разрез участка. При этом указываются мощности слоев покрывающих пород, их прочностные характеристики, водообильность, водостойчивость, основные физические свойства покрывающих и подстилающих залежь пород.

Подробно описывается пласт полезного ископаемого. При этом описывается его структура с указанием мощности отдельных пачек и прослойков, указываются прочностные характеристики полезного ископаемого и приводятся физические свойства пород, представляющих пачки и прослойки.

Фактологическую информацию по слоям и пачкам желательнее приводить в виде таблиц.

Общий объем литолого-стратиграфического описания не должен превышать 4 страниц.

Расчет промышленных запасов участка. Описывается сеть геолого-разведочных скважин. В виде таблицы указываются координаты скважин, высотные отметки рельефа, мощности отдельных слоев покрывающих пород и мощность пласта полезного ископаемого.

Одним из известных методов подсчитываются балансовые запасы участка и с учетом среднестатистического по технологии коэффициента извлечения определяются промышленные.

Общий объем этого параграфа составляет 2 страницы.

4.4.2. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОМЫСЛА

Выбор способа отработки запасов участка. Выбор способа отработки запасов участка осуществляется с помощью табл. 4.1. В работе необходимо дать краткое описание отдельных операций при осуществлении геотехнологического способа разработки месторождений полезных ископаемых, используя табл. 4.1.

Подготовка и вскрытие запасов участка. Объем и содержание работ по подготовке месторождения к отработке зависят от конкретных условий местности. В условиях равнинной сухой местности подготовка сводится к прокладке подъездных путей, линии электроснабжения, трубопроводов для подачи рабочих

агентов и отвода продуктивных флюидов. В условиях заболоченной местности необходимо проведение дренажных работ.

Вскрытие месторождения осуществляется скважинами, которые по своему назначению бывают добычные и вспомогательные (разведочные, водоотливные, контрольные). Вскрытие месторождения состоит из ряда последовательно выполняемых операций: выбора места заложения скважин, уточнения конструкции скважин, бурения и обсадки скважин, геологических, гидрогеологических и геофизических исследований скважин, оборудования скважин к эксплуатации, оформления документации, сдачи скважины в эксплуатацию.

Таблица 4.1

Технологическое содержание отдельных операций геотехнологических способов добычи полезных ископаемых

Операции	Способы осуществления
Эксплуатационная разведка	Уточнение физико-геологической обстановки; получение полной характеристики рудного тела и вмещающих пород; геометризация рудного тела; уточнение запасов; выделение разностей руд; определение гидрогеологических параметров скважин и пласта
Вскрытие	Бурение, подготовка и оборудование добычных скважин для обеспечения доступа рабочих агентов к рудному телу; детализация строения и состава рудного тела
Подготовительные	Прокладка подъездных дорог, сетей электроснабжения, участковых трубопроводов, устройство участковых КРП
Производство рабочих агентов	Обеспечение добычного участка рабочими флюидами
Очистная выемка, доставка, подъем	Перевод полезного компонента в подвижное состояние; управление процессом добычи, доставка к скважине и выдача продуктивного флюида на поверхность
Управление горным давлением	
Транспорт	Гидротранспортирование добытых флюидов от добычных скважин на склад и фабрику
Переработка и складирование	Переработка добытых флюидов, регенерация рабочих флюидов. Размещение в хранилищах отходов и продуктов
Рекультивация	Вовлечение отторженных горными работами земель в использование, восстановление ценности поверхности земли

Различают следующие способы вскрытия: отдельной скважиной (вертикальной или наклонной); группой скважин (спаренными скважинами, группой взаимодействующих скважин).

Конструкция буровых скважин и буровое оборудование. Конструкция добычных скважин зависит от применяемого геотехнологического способа, геологических факторов и типа добычного оборудования.

Обсадка добычных скважин на участке залегания рыхлых пород обязательно должна осуществляться.

Тип бурового оборудования зависит от глубины залегания пласта, крепости покрывающих пород и диаметра скважины. При глубине залегания пласта до 30—40 м под слоем прочных покрывающих пород могут применяться буровые станки шарошечного типа СБШ. Для слабых пород возможно применять станки шнекового вращательного бурения типа СБР. При глубинах до 200 м целесообразно применять станки вращательного бурения.

Целесообразно, чтобы буровое оборудование сочетало характеристики разведочного бурения (отбор керна, проходка по породам с любыми свойствами и условиями залегания, обсадка, цементация) с возможностью монтажа скважинного оборудования.

Добычные скважины до залежи бурят как обычные геолого-разведочные скважины. Особенности бурения скважин: необходимость отбора керна в слабых неустойчивых породах; требования к надежному выявлению контактов пород с продуктивной залежью при близких физико-механических свойствах; необходимость обеспечения устойчивости стенок в породах небольшой крепости; недопустимость значительных искривлений ствола, так как это усложняет спуск технологических колонн. Крепление скважин выполняется в два этапа: спуск обсадной колонны и цементация затрубного пространства.

Перед оборудованием скважин осуществляется их исследование и составляется необходимая документация.

Технология добычи. Технология добычи полезных ископаемых геотехнологическими методами определяется самим методом. Например, для метода скважинной гидродобычи технологические операции, способы их осуществления и влияющие факторы приведены в табл. 4.2.

Выбор схемы очистной выемки и ее параметров, взаимная увязка процессов добычи определяются конкретными условиями разработки и должны обеспечивать заданную производительность добычи при минимальных удельных эксплуатационных затратах и возможно полном извлечении.

При этом должен выполняться расчет параметров отбойки и подъема продуктивных флюидов.

На демонстрационном листе должны быть указаны размещение добычного оборудования в скважине и элементы конструкции скважины.

Таблица 4.2

Технологические операции и влияющие факторы скважинной гидродобычи

Технологическая операция	Способ осуществления	Факторы	
		физико-геологические	технические и технологические
Разрушение	Размыв струей воды, фильтратное	Крепость руды, устойчивость кровли и другие физико-механические характеристики руды, мощность пласта	Порядок и скорость отработки камеры, давление и расход воды, расстояние насадки до забоя
Доставка	Самотечная	Гранулометрический состав, плотность, форма частиц	Порядок отработки камеры, наклон почвы забоя, расстояние доставки, давление и расход воды
	Струей	Те же	Технология размыва и доставки
Подъем	Эрлифтный	Те же и абразивность	Регулируемость подачи руды, удаление крупных кусков, высота подъема, диаметр труб, давление и расход воздуха

Технологическая операция	Способ осуществления	Факторы	
		физико-геологические	технические и технологические
	Гидроэлеваторный, гидрорлифтный	Те же	Те же, давление и расход воды. Конструктивные параметры гидроэлеватора
	Противодавлением	Те же	Высота подъема, герметичность
Гидротранспорт	Самотечный	Гранулометрический состав, плотность, форма частиц	Расход, уклон. Размеры лотка и его характеристика
	Трубопроводный	Те же	Расход, плотность пульпы. Диаметр и характеристика трубопровода, землесоса, расстояния транспортирования
Укладка руды на карте намыва	Гидравлическая	Гранулометрический состав, плотность, водоотдача, рельеф местности	Способы заполнения карты и удаления воды из отвала. Расход и плотность пульпы
Управление горным давлением	Оставлением целиков	Устойчивость целиков и потолочин, система разработки	Порядок отработки. Размер камер и целиков
	Противодавлением	Физико-механические свойства руды и пород кровли	Давление воды в камере
	Закладкой	Те же и плотность закладочного материала	Размеры камеры, технология и полнота закладки
	Обрушением	Устойчивость кровли	Порядок выемки запасов

Система разработки. Под системой разработки понимается порядок расположения, проходки и отработки добычных скважин, увязанный во времени и пространстве.

Конкретная система разработки определяется самим геотехнологическим способом.

Оптимальной системой расположения скважин на месторождении будет являться сетка скважин, обеспечивающая минимальные затраты на 1 т добытого полезного ископаемого при возможно более полном извлечении запасов разрабатываемого месторождения. Применительно к способу скважинной гидродобычи устойчивые параметры камерной системы разработки можно определить по номограмме, представленной на рис. 4.1. По принятому расстоянию между скважинами определяются радиус и площадь камеры, а также коэффициент извлечения полезного ископаемого. Срок обработки месторождения определяется из выражения

$$t_{\text{мест}} = \frac{S_{\text{мест}}}{2b_1b_2m_{\text{арг}}}, \text{ сут.} \quad (4.1)$$

где $S_{\text{мест}}$ — площадь месторождения, м^2 ; b_1, b_2 — параметры сетки расположения скважин, м; $m_{\text{арг}}$ — число одновременно работающих скважин.

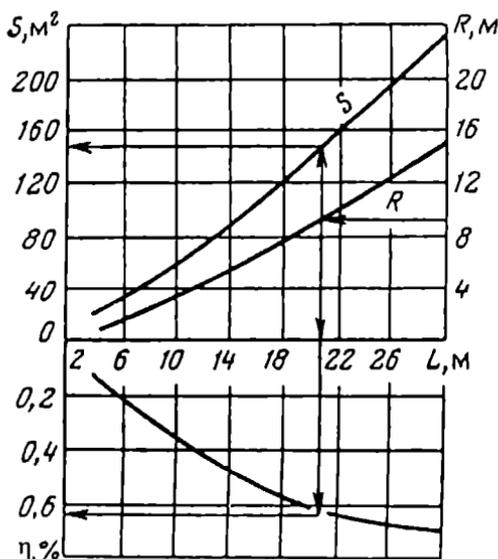


Рис. 4.1. Номограмма для определения устойчивых параметров камерной системы разработки при скважинной гидродобыче:

S — площадь целика, м^2 ; L — расстояние между скважинами, м; η — коэффициент извлечения полезного ископаемого, %

Общее число добычных скважин определяется из выражения

$$m_{\text{скв}} = m_{\text{агр}} \frac{t_{\text{мест}}}{t_{\text{скв}}}, \quad (4.2)$$

где $t_{\text{скв}}$ — срок службы одной добычной скважины, сут.

Проектный уровень добычи

$$V_{\text{пр}} = m_{\text{агр}} V_{\text{скв}}, \text{ т/сут}, \quad (4.3)$$

где $V_{\text{скв}}$ — среднесуточная производительность скважины, т/сут.

Расчет производственных процессов. Основными производственными процессами являются: перевод полезного ископаемого в подвижное состояние; транспортировка к забою скважины; выдача продуктивных флюидов на поверхность.

При расчете производственных процессов используют методические указания по проведению лабораторных работ, изложенные в гл. III.

Расчет экономической эффективности способа ведется по методическим указаниям, приведенным в подразд. 3.2.5. При отсутствии конкретных данных по стоимости оборудования, материалов и т.п. они принимаются ориентировочно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пучков Л.А. и др. Системный анализ технологий подземной добычи угля. — М.: Изд-во Академии наук, 2000. — 148 с.
2. Пучков Л.А. и др. Интегрированные технологии добычи угля на основе гидромеханизации. — М.: МГГУ, 2000. — 296 с.
3. Шахтное и подземное строительство / Б.А. Картозия, Ю.Н. Малышев, Б.И. Федунец, и др. — М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. — Том 1. — 607 с.
4. Горное дело: Терминологический словарь. — М.: Недра, 1990. — 694 с.
5. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых (геотехнология). — М.: Недра, 1986. — 279 с.
6. Аренс В. Ж. и др. Новое в технике и технологии бесшахтных методов добычи полезных ископаемых. — Итоги науки и техники. Серия «Разработка месторождений твердых полезных ископаемых». — Т. 37. Специальные способы разработки. — М.: ВИНТИ, 1987. — 98 с.
7. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. — М.: Недра, 1978. — 390 с.
8. Добыча урана методом подземного выщелачивания. — М.: Атомиздат, 1980. — 248 с.
9. Аренс В.Ж. Разработка месторождений самородной серы методом подземной выплавки. — М.: Недра, 1973. — 264 с.
10. Аренс В.Ж., Исмаилов Б.В., Шпак Д.Н. Скважинная гидродобыча твердых полезных ископаемых. — М.: Недра, 1980. — 229 с.
11. Крейнин Е.В. и др. Подземная газификация угольных пластов. — М.: Недра, 1982. — 151 с.
12. Шиллинг Г.Д. и др. Газификация угля. — М.: Недра, 1986. — 175 с.
13. Лелеко А.И. Производство жидких топлив из углей. — М.: ИГД им. А.А. Скочинского, 1995. — 56 с.
14. Крейнин Е.В., Пьянкова Т.М. Перспективы производства заменителя природного газа на основе подземной газификации углей. — М.: ВНИИЭгазпром, 1978. — 45 с.
15. Козлов А.Л. и др. Природное топливо планеты. — М.: Недра, 1981. — 159 с.

16. *Калинко М.К.* Тайны образования нефти и горючих газов. — М.: Недра, 1981. — 192с.
17. *Новик-Каган В.П. и др.* Добыча металлов способом выщелачивания. — М.: Цветметинформация, 1970.
18. *Бахуров В.Г., Вечеркин С.Г., Луценко И.К.* Подземное выщелачивание урановых руд. — М.: Атомиздат, 1969. — 151 с.
19. *Бахуров В.Г., Руднева И.К.* Химическая добыча полезных ископаемых (основы процесса, характеристика месторождений, исследования и изыскания, промышленный опыт). — М.: Недра, 1972. — 134 с.
20. *Аренс В.Ж.* Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых. — М.: Недра, 1975. — 263 с.
21. *Бочко Э.А.* Бурение и оборудование геотехнологических скважин. — М.: МГРИ, 1982. — 103 с.
22. *А. с. 1648581 А1.* СССР. МКИ³, В 09 в 1/00. Способ захоронения твердых промышленных отходов /А.С. Бродт, А.С. Бурчаков, И.И. Шаровар (СССР). — 3 с.
23. *Гейман Л.М.* Горное дело. — Горная энциклопедия. — Т.2. Геосферы — Кеная. — М.: Советская энциклопедия, 1986. — С. 100—115.
24. *Резинков В.А.* Растворение подземное. — Горная энциклопедия. — Т.4. Ортин — Социосфера. — М.: Советская энциклопедия, 1986. — С. 317—319.
25. *Авдохин В.М., Кузьев Л.С.* Физические процессы горного производства. Раздел «Физико-химические процессы в горных породах»: Учебное пособие по дисциплине «Физико-химические процессы» для студентов специальности 0210. — М.: МГИ, 1985. — 51 с.
26. *Васючков Ю.Ф.* Физико-химические способы дегазации угольных пластов. — М.: Недра, 1986. — 255 с.
27. *Бузило и др.* Разработать и внедрить технологию добычи угля на основе изменения фазового состояния. — Днепропетровск.: ДГИ, 1985. — 58 с.
28. *Кричко А.А.* Состояние и перспективы производства жидкого топлива из угля. — М.: ЦНИЭИуголь, 1980. — 38 с.
29. *Рапопорт И.Б.* Искусственное жидкое топливо. — Гостоптехиздат, 1955. — 546 с.
30. *Бролинский Г.И. и др.* Серная промышленность. — Горная энциклопедия. — Т.4. Ортин — Социосфера. — М.: Советская энциклопедия, 1989. — С. 527—529.
31. *Реутский В.Ф.* Выплавка подземная. — Горная энциклопедия. — Т.1. — Геосистема. — М.: Советская энциклопедия, 1984. — С. 459—460.

32. *Звягинцев К.Н., Кулакова М.А.* Газификация углей подземная. — Горная энциклопедия. — Т.1. — Геосистема. — М.: Советская энциклопедия, 1984. — С. 477 — 478.

33. *Антонова Р.И. и др.* Подземная газификация углей в СССР: Обзор. — М.: ЦНИЭИуголь, 1990. — 98 с.

34. *Янченко Г.А.* Тепловой баланс процесса подземной газификации угля: Учебное пособие. — М.: МГИ, 1988. — 43 с.

35. *Итоги конкурса на научную и проектную разработку предложений по подземной газификации углей // Подземная газификация угля.* — 1956. — № 8. — С. 53—54.

36. *Лавров Н.В.* Перспективы использования физического тепла газов, получаемых при подземной газификации углей // Подземная газификация углей. — 1957. — № 2. — С. 88 — 90.

37. *А. с. 1312951.* СССР, МКИ³, С 10 j 5/00. Способ добычи горючих полезных ископаемых / В.В. Ржевский (СССР). — 1 с.

38. *Васючков Ю. Ф., Селиванов Г.И., Янко С.В.* Технология использования энергии подземного сжигания угольных пластов // Уголь Украины. — 1989. — № 12. — С. 5—8.

39. *Берман Д.В., Захаров П.Г., Урусов В.Б.* Анализ работы экспериментального участка «Углегаз» на шахте «Киреевская» Подмосковского бассейна. — Получение различных видов энергии при подземном сжигании угля по технологии «Углегаз» // Сборник научных трудов. — М.: МГИ, 1988. — С. 51 — 56.

40. *А. с. 1710715 А1.* СССР, МКИ³, Е 21 b 43/295. Способ подземного сжигания угля / А.С. Бродт, А.С. Бурчаков, Л.А. Пучков, И.И. Шаровар (СССР). — 4 с.

41. *А. с. 1761945 А1.* СССР, МКИ³, Е 21 b 43/285. Способ подземной газификации угля / А.С. Бродт, А.С. Бурчаков, Л.А. Пучков, И.И. Шаровар (СССР). — 2 с.

42. *Ржевский В.В.* Подземное сжигание углей: Учебное пособие. — М.: МГИ, 1990. — 85 с.

43. *Селиванов Г.И., Янченко Г.А., Закорименный И.М.* Расчет параметров газификации и сжигания угля в подземных условиях. — М.: МГУ, 1994. — 69 с.

44. *Новая технология разработки угольных и сланцевых месторождений — «Углегаз» // Уголь.* — 1994. — № 1. — С. 10.

45. *Получение различных видов энергии при подземном сжигании угля по технологии «Углегаз» // Сборник научных трудов.* — М.: МГЦ, 1988. — 196 с.

46. *Кричко А.А., Лебедев В.В., Фарберов И.Л.* Нетопливное использование углей. — М.: Недра, — 215 с.
47. *Бабичев Н.И.* Скважинная гидродобыча. — Горная энциклопедия. — Т.4. Ортин — Социосфера. — М.: Советская энциклопедия, 1989. — С. 549—550.
48. *Бабичев Н.И.* Технология скважинной гидродобычи полезных ископаемых. — М.: МГРИ, 1981. — 84 с.
49. *Бабичев Н.И.* Проектирование геотехнологических комплексов. — М.: МГРИ, 1985. — 128 с.
50. *Бабичев Н.И.* Скважинный гидродобычной агрегат. — Горная энциклопедия. — Т.4. Ортин — Социосфера. — М.: Советская энциклопедия, 1989. — С. 553.
51. *Амелин И.Д., Ильина Т.Д.* Скважинная горная технология. — Горная энциклопедия. — Т.4. Ортин — Социосфера. — М.: Советская энциклопедия, 1989. — С. 550—553.
52. 1994 г. — начало осуществления геотермического проекта // Глюкауф. — 1994. — № 4. — С. 6.
53. *Дядькин Ю.Д.* Разработка геотермальных месторождений. — М.: Недра, 1989. — 229 с.
54. *Дядькин Ю.Д.* Использование тепла Земли. — Л.: ЛГИ, 1987. — 407 с.
55. *Дворов И.М., Дворов В.И.* Освоение внутрискважинного тепла. — М.: Наука, 1984. — 161 с.
56. *Кириченко И.П.* Химические способы добычи полезных ископаемых. — М.: Академия наук СССР, 1958. — 100 с.
57. *Михеев О.В., Виткалов В.Г., Козовой Г.И., Атрушкевич В.А.* Подземная разработка пластовых месторождений. — М.: МГГУ, 2001. — 487 с.
58. *Сигал И.Я.* Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. — М.: Недра, 1988. — 311 с.
59. *Калабин А.И.* Добыча полезных ископаемых подземным выщелачиванием. — М.: Атомиздат, 1969. — 375 с.
60. *Махмудбеков Э.А., Вольнов А.И.* Интенсификация добычи нефти. — М.: Недра, 1975. — 263 с.
61. *Нифонтов Б.И. и др.* Подземные ядерные взрывы. — М.: Атомиздат, 1965. — 160 с.
62. *Киреев В.В. и др.* Промышленные ядерные взрывы. — М.: Атомиздат, 1971. — 175 с.
63. *Никольский В.Н.* Подводные и подземные взрывы. — М.: Мир, 1974. — 414 с.

64. *Маргулис У.Я.* Радиация и защита. — М.: Атомиздат, 1974. — 157 с.

65. *Геотермальная энергия.* Ресурсы, разработка, использование. — М.: Мир, 1975. — 354 с.

66. *Шаровар И.И.* Формирование экологически чистых горно-энергетических комплексов на базе многостадийной отработки угольных месторождений блок-стволами: Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. — М.: МГГУ. — 34 с.

67. *Шаровар И.И.* Практикум по курсу «Геотехнологические способы разработки месторождений полезных ископаемых»: Учебное пособие для студентов специальности 0202. — М.: МГГУ, 1993. — 36 с.

68. *Шаровар И.И.* Геотехнологические способы разработки пластовых месторождений. — М.: МГГУ, 1999. — 241 с.

69. *Виткалов В.Г., Шаровар И.И.* Создание нетрадиционных технологий: Отчет по НИР. — М.: МГИ, 1992, — 40 с.

70. *Виткалов В.Г., Шаровар И.И.* Геотехнологические и экологически чистые методы разработки угольных месторождений: Отчет по НИР. — М.: МГИ, 1991. — 35 с.

71. *Виткалов В.Г., Шаровар И.И.* Отработка крутых угольных пластов гидравлическими агрегатами // ГИАБ. — М.: МГГУ, 1997. — 113—119 с.

72. *Михеев О.В., Виткалов В.Г., Диколенко Е.Я., Атрушкевич В.А.* Подземная разработка пластовых месторождений: Учебное пособие. — Липецк: Липецкое издательство, 1998. — 328 с.

73. *Красюк Н.Н., Решетов С.Е., Виткалов В.Г.* Направления и технологические решения по развитию угледобывающих предприятий. — М.: МГГУ, 2002. — 182 с.

74. *Мельников Н.Н., Гуцин В.В.* Применение ядерной энергии в горной промышленности // Горный журнал. — 2003. — № 9. — С. 15—21.

Введение	5
КЛАССИФИКАЦИЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ	7
Глава 1. ОСНОВЫ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ	17
1.1. Физико-химические свойства массива горных пород.....	19
1.1.1. Гидравлические свойства массива горных пород.....	19
1.1.2. Тепловые свойства горных пород.	24
1.1.3. Электромагнитные и радиационные свойства массива горных пород.....	25
1.1.4. Некоторые механические и акустические свойства массива горных пород	26
1.2. Физико-химические основы геотехнологических процессов	34
1.2.1. Основы процессов растворения и выщелачивания полезных ископаемых.....	34
1.2.2. Термические и термохимические методы воздействия на массив горных пород	40
1.2.3. Принцип диспергирования горных пород.....	45
1.2.4. Воздействие электромагнитных полей на массив горных пород.....	45
1.2.5. Гидравлические процессы при геотехнологических способах разработки	46
1.3. Производственные процессы при геотехнологии.....	50
1.3.1. Сооружение добычных скважин	50
1.3.2. Производство рабочих агентов при геотехнологии	59
1.3.3. Поверхностное обслуживание скважин.....	66
1.3.4. Процесс добычи полезного ископаемого геотехнологическими способами	67
1.3.5. Процессы управления массивом горных пород при геотехнологии	71
1.3.6. Процесс транспортировки полезного ископаемого от места добычи до места переработки	79

1.3.7. Комплексная автоматизация производственных процессов геотехнологии	80
1.4. Вскрытие и системы разработки месторождений геотехнологическими способами	82
1.4.1. Геотехнологические способы вскрытия месторождений	82
1.4.2. Геотехнологические системы разработки месторождений	91
1.4.3. Основы выбора геотехнологических систем разработки	99
1.4.4. Оценка эксплуатационных потерь полезного ископаемого при геотехнологии	100

Глава 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СКВАЖИННОЙ ДОБЫЧИ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

2.1. Подземное растворение полезных ископаемых	105
2.2. Подземная выплавка полезных ископаемых	119
2.3. Подземная газификация углей	125
2.3.1. Исторический обзор подземной газификации угля	125
2.3.2. Расчет теплоты сгорания газа в зависимости от условной скорости потока	137
2.3.3. Тепловой баланс подземного газогенератора	142
2.4. Гидрогенизация	148
2.4.1. Краткий обзор процесса гидрогенизации	148
2.4.2. Требование к исходному сырью	150
2.4.3. Геотехнологический способ подземной гидрогенизации угля	153
2.5. Подземное сжигание угля	156
2.5.1. Основные понятия о технологии ПСУ	156
2.5.2. Технологические схемы подготовки отработанных участков к подземному сжиганию	158
2.5.3. Тепловой баланс ПСУ	165
2.6. Комбинированная схема подземного сжигания угля	171
2.6.1. Обоснование и расчет параметров пролета мини-лав и ширины межлавных целиков	184
2.6.2. Расчет тепловой мощности участка ПСУ	187
2.7. Подземное выщелачивание полезных ископаемых	190
2.8. Скважинная гидродобыча угля гидроагрегатами	202
2.9. Скважинная гидродобыча полезных ископаемых	209

2.10. Скважинная гидродобыча угля с биообработкой массива.....	221
2.11. Добыча и использование тепла Земли	229
2.12. Применение «мирного» атома для разработки угольных месторождений.....	238
2.12.1. Ретроспективный анализ применения ядерных взрывов в мирных целях.....	238
2.12.2. Подземная газификация угля с использованием ядерных взрывов	247
2.12.3. Сравнительная оценка подземных химических и ядерных взрывов	249
2.12.4. Технология использования взрывов для отработки угольных месторождений.....	256
2.12.5. Изменение проницаемости горных пород в зонах механического воздействия подземных ядерных взрывов	259
2.12.1. Совершенствование техники размещения ядерных зарядов под землей.....	260
2.12.7. Анализ факторов, влияющих на возможность применения ядерных взрывов	260
2.12.8. Ограничения, влияющие на промышленное применение «мирного» атома.....	262
2.12.9. Возможность применения «мирного» атома при разработке угольных месторождений.....	263

Глава 3. ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО КУРСУ

3.1. Общие указания по выполнению лабораторных работ.....	269
3.2. Методические указания по проведению лабораторных работ	270
3.2.1. Лабораторная работа № 1. Подготовка исходных данных для проектирования геотехнологической разработки месторождений полезных ископаемых	270
3.2.2. Лабораторная работа № 2. Методика расчета производительности гидравлического разрушения.....	273
3.2.3. Лабораторная работа № 3. Проектирование подземной газификации углей	278
3.2.4. Лабораторная работа № 4. Выбор оптимальных технологических параметров скважинной гидродобычи полезных ископаемых.....	283
3.2.5. Лабораторная работа № 5. Расчет параметров технологии подземного выщелачивания	289

3.2.6. Лабораторная работа № 6. Расчет технико-экономических показателей геотехнологии.....	294
---	-----

Глава 4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	301
4.1. Цель и задачи курсового проектирования	303
4.2. Организация выполнения курсового проекта	303
4.3. Оформление курсового проекта	304
4.4. Инструкция по выполнению курсового проекта	306
4.4.1. Геологическое описание участка месторождения	306
4.4.2. Обоснование технологической схемы промысла	307
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	314

Лев Александрович Пучков
Иван Иванович Шаровар
Виктор Григорьевич Виткалов

ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Режим выпуска «стандартный»

Редактор текста *О.И. Сорокина*
Компьютерная верстка и подготовка
оригинал-макета *З.С. Люкманова*
Дизайн серии *Е.Б. Капралова*
Зав. производством *Н.Д. Урбушкина*

*Диапозитивы изготовлены
в Издательстве МГГУ*

Подписано в печать 23.03.2006. Формат 60×90/16.
Бумага офсетная № 1. Гарнитура «Times».
Печать офсетная. Усл. печ. л. 20,5. Тираж 2500 экз.
Заказ 120

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ГОРНАЯ КНИГА»
*Лицензия на издательскую деятельность
ЛР № 062809
Код издательства 5Х7(03)*

Отпечатано в ОАО «Московская типография № 6»
115088 Москва, ул. Южнопортовая, 24

Магниевые штампы изготовлены в Первой
Образцовой типографии

**Высшее
горное
образование**



119991 Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 6,
Издательство «ГОРНАЯ КНИГА»;
тел. (495) 236-97-80; факс (495) 956-90-40;
тел./факс (495) 737-32-65