Таблица 16.1.

Пооперационный анализ ПГУ

Технологическая операция	Цель операции	Возможные способы осуществления операции
Вскрытие и подготовка залежи к эксплуатации, розжиг пласта	Обеспечение рациональных условий отработки залежи	Бурение и оборудование вертикальных, наклонных и наклонно-горизонтальных скважин. Осушение залежи. Подготовка каналов газификации путем фильтрационной сбойки, гидроразрыва, электросбойки. Рыхление залежи взрывом. Использование для розжига горючих веществ, электронагревателей, газовых горелок, пирофорных материалов
Подготовка и подача в залежь газифицирующих агентов	Обеспечение необходимого состава газа ПГУ и автотермичности процесса	Использование воздуха, производство кислорода и смешивание его с водяным паром, воздухом, углекислым газом; закачка газообразной смеси в дутьевые скважины
Управление процессом подземной газификации	Обеспечение качества и стабильного состава газа ПГУ, максимальной степени выгазовывания угля, герметичности кровли пласта	Изменение состава газифицирующих агентов, их расхода, точки подачи агентов и отбора продуктов газификации, изменение давления в газогенераторе, применение физических полей, управление горным давлением.
Транспортирование газа ПГУ и его подготовка к переработке	Обеспечение подачи кондиционного газа на технологическую переработку или энергетическим потребителям	Осушение газа, охлаждение в градирнях, удаление пыли на электрофильтрах, очистка от фенолов путем промывки, удаление паров смолы. Использование для транспортирования газа избыточного давления нагнетания или применения дополнительного компрессорного оборудования
Очистка газа ПГУ от сернистых соединений и производство серы	Получение товарной серы, обеспечение кондиции газа для дальнейшей переработки	Применение адсорбционных и регенеративных методов очистки этаноламинового и Клауса, окисление части H_2S до SO_2 и последующее восстановление серы
Производство аммиака (метанола)	Получение товарного аммиака (метанола), максимальная утилизация газа ПГУ	Конверсия CO, вымывание CO аммиаком, вымораживание остаточных примесей, введение дополнительных компонентов для обеспечения отношения $N_2/H_2=3$, синтез аммиака в аммиачных реакторах. Для синтеза метанола: компрессия газа, введение дополнительных компонентов для обеспечения требуемого соотношения $H_2/(CO+CO_2)$, синтез метанола в реакторе; дистилляция метанола

Окончание табл. 16.1

Технологическая операция	Цель операции	Возможные способы осуществления операции
Промсанитария, аварийные мероприятия	Обеспечение техники безопасности, требований охраны окружающей среды, стабильности работы газогенератора	Очистка выбросных газов, нейтрализация и захоронение отходов, контроль чистоты атмосферы, водоносных горизонтов, кольматации мест возможных утечек газа, герметизация газогенераторов, контроль за температурным режимом скважин, применение антикоррозионных трубопроводов

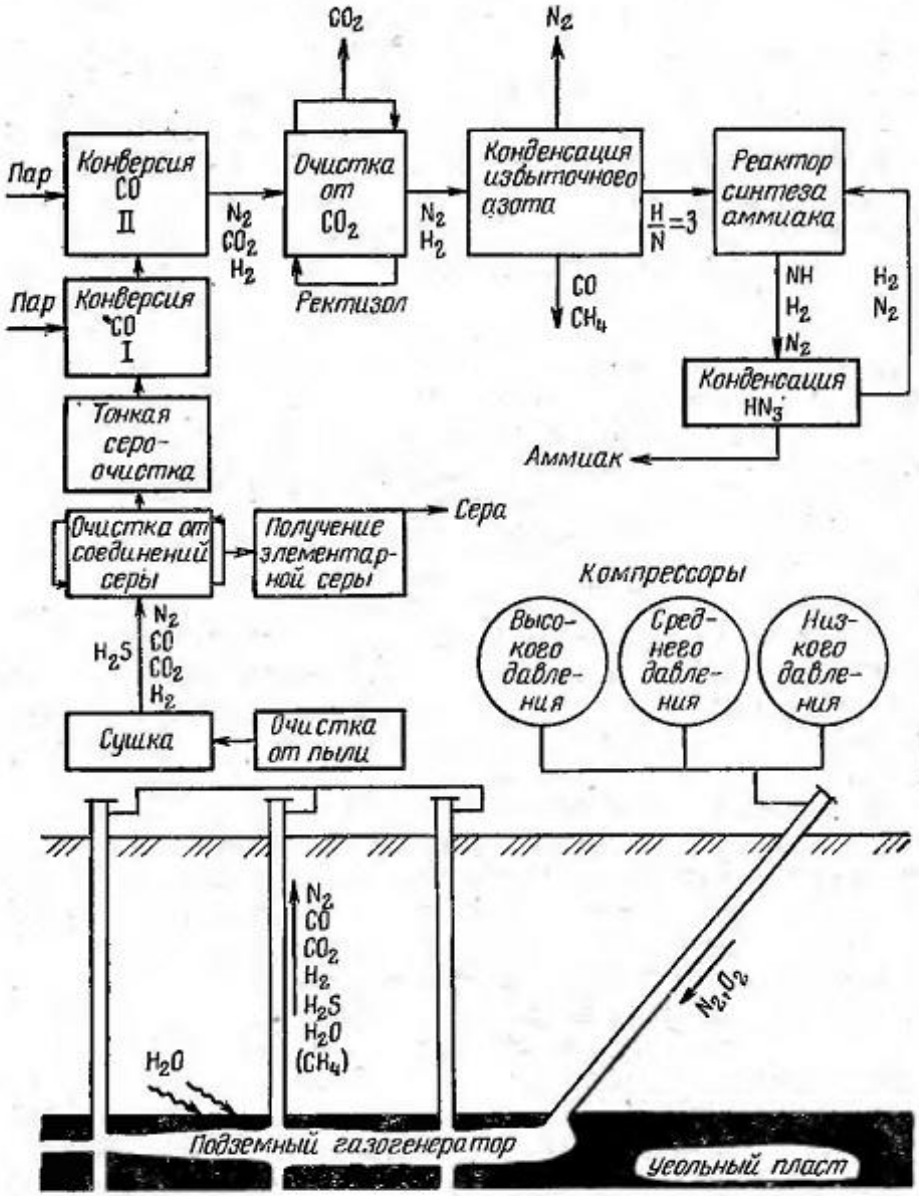

Рис. 13.5. Схема подземной газификации сернистого угля на воздушном дутье с переработкой газа на серу и аммиак (по схеме ГИАП)

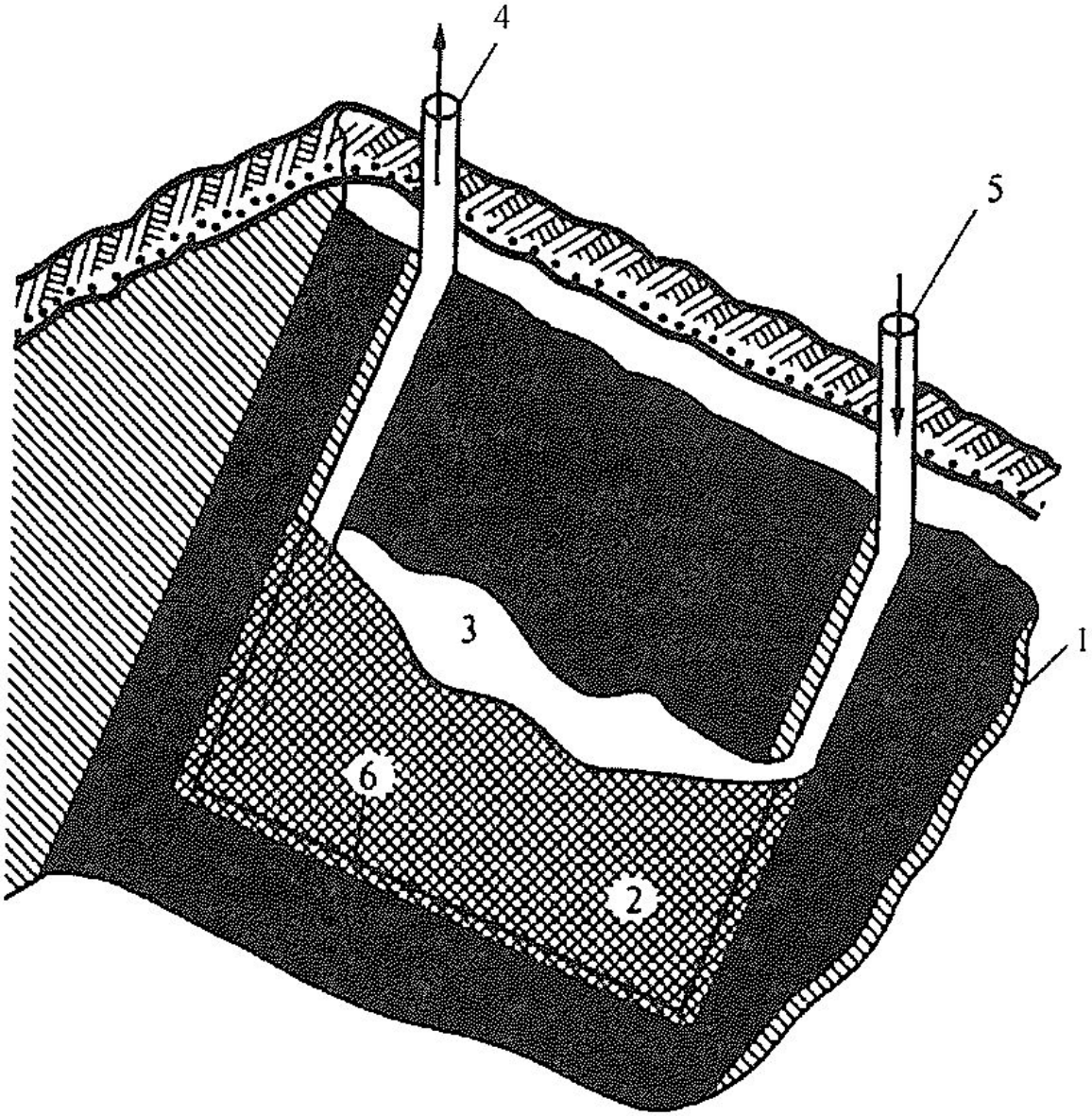

Рис. 16.2. Схема подземного газогенератора по методу «потока»:
1 — угольный пласт; *2* — шлак и обрушившаяся порода кровли; *3* — огневой забой; *4* — газоотводящая скважина; *5* — дутьевая скважина; *6* — начальная огневая выработка

реакции горения углерода, водорода, окиси углерода и метана:

$C + 0_2 : CO_2 + 394$ кДж/моль; (16.1)

$2C + 0_2 : 2CO + 221$ кДж/моль; (16.2)

$H_2 + ½0_2 : H_2O + 242$ кДж/моль; (16.3)

$CO + ½0_2 : CO_2 + 286$ кДж/моль; (16.4)

$CH_4 + 20_2 = CO_2 + 2H_20 + 801$ кДж/моль; (16.5)

реакции восстановления двуокиси углерода и водяного пара:

$CO_2 + C = 2CO - 173$ кДж/моль (реакция Будуара); (16.6)

$H_2O + C = CO + H_2 - 130$ кДж/моль (реакция водяного пара); (16.7)

$2H_20 + C = CO_2 + H_2 - 80,3$ кДж/моль; (16.8)

другие реакции:

$CO + H_2O = CO_2 + H_2 + 41,8$кДж/моль; (16.9)

$CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O + 205$ кДж/моль; (16.10)

$C + 2H_2 = CH_4 + 75,3$ кДж/моль (гидрогазификация) (16.11)

Общее количество тепла топлива $Q_т$ (теплота сгорания топлива) в условиях газификации равно

$$Q_т = Q_ф + Q_х \quad (16.12)$$

Разделив правую и левую части уравнения на $Q_т$, получим химический КПД процесса газификации

$$\frac{Q_x}{Q_T} = \eta$$

и коэффициент теплоиспользования

$$\frac{Q_ф}{Q_T} = \varphi .$$

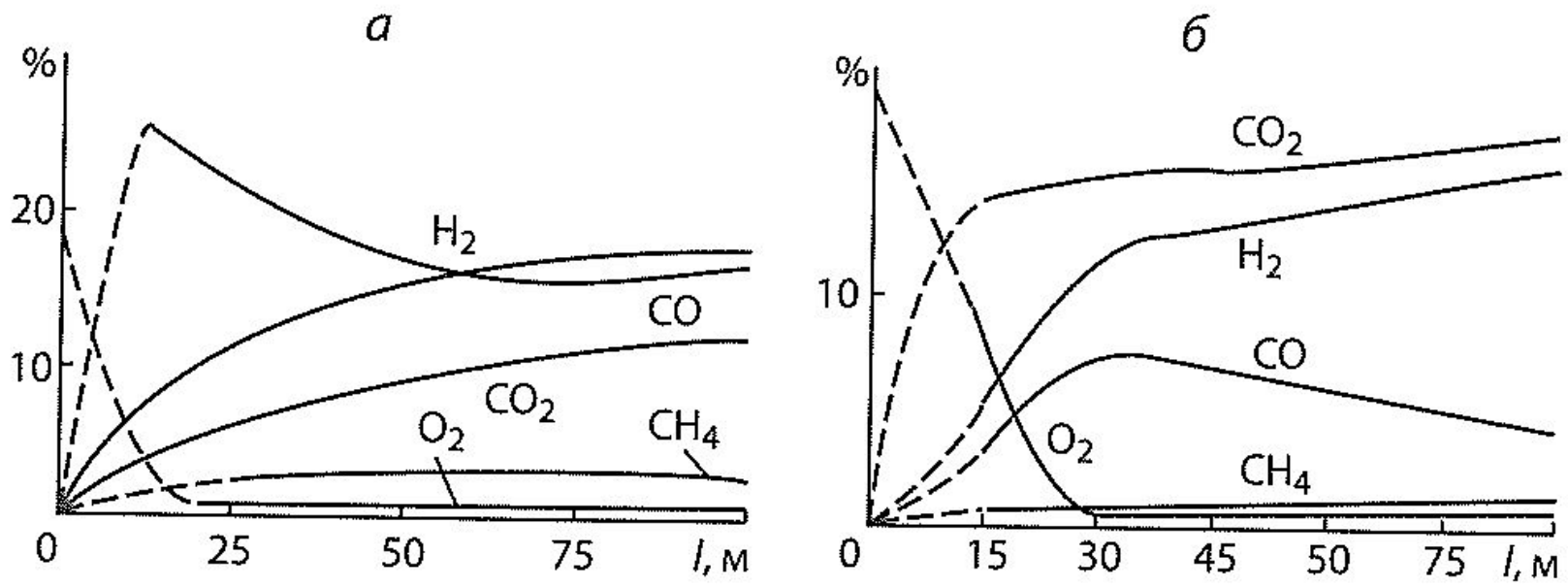

Рис.16.3. Изменение состава газа по длине реакционного канала:
а — хорошо осушенный газогенератор; *б* — газогенератор с существенным притоком подземных вод

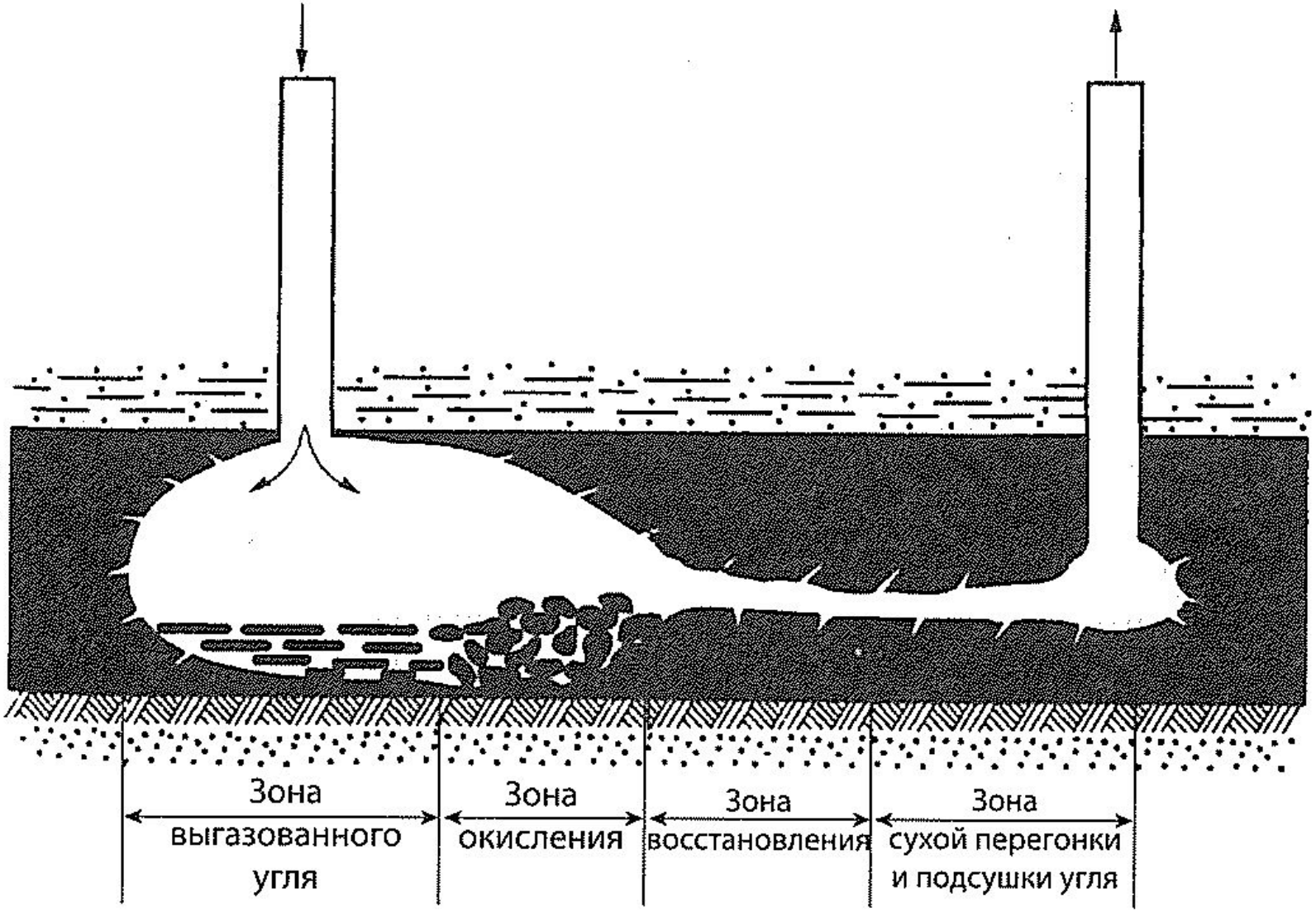

Рис.16.4. Принципиальная схема зональности в реакционном канале при ПГУ методом «потока»

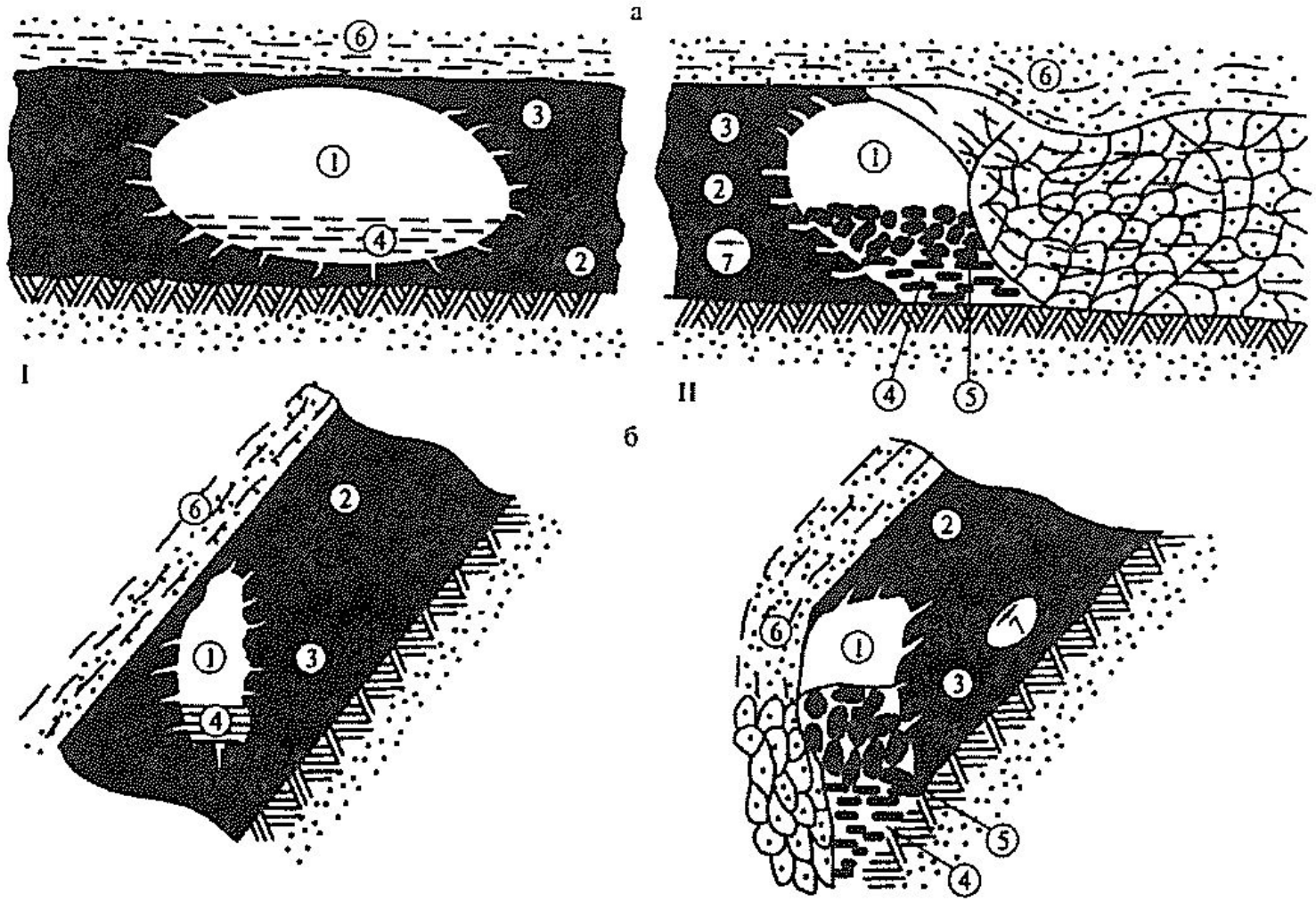

Рис. 16.5. Предполагаемая схема при подземной газификации горизонтального (*а*) и наклонного (*б*) угольных пластов:

I — начальная стадия реакционного канала; II — канал в стадии газификации; *1* — реакционный канал; *2* — угольный пласт; *3* — термически подготовленный уголь; *4* — шлак и зола; *5* — куски угля и кокса; *6* — порода кровли; *7* — направление выгазовывания угольного пласта