© Н.Ю. Смайльс, 2005

УДК 622.831.322.234.42

Н.Ю. Смайльс

ОБЛАСТЬ ВЫНУЖДЕННОГО ДВИЖЕНИЯ ПОТОКОВ ПРИ ПОГРУЖЕНИИ РАСТВОРИТЕЛЯ В РАССОЛЬНОЙ СРЕДЕ КАМЕРЫ

Семинар № 14

Формирование выработки при подземном растворении пластов каменной соли скважинами связано с процессами растворения и гидродинамики, которые целиком и полностью зависят от технологических параметров применяемого метода или способа [1, 2, 3]. Положение рабочих колонн в объеме камеры и подача растворителя в скважину (прямоток или противоток) обуславливают гидродинамику жидкостных потоков и развитие формы выработки, от которых зависит полнота извлечения полезного ископаемого. Поэтому исследования технологических параметров и гидродинамических процессов необходимы для установления новых зависимостей и закономерностей, приводящих к совершенствованию технологии подземного растворения.

В управляемых способах подземного растворения используется режим заглубленной водоподачи, который связан с установлением водоподающей колонны ниже кровли формируемой ступени, что приводит к наиболее благоприятной гидродинамической обстановке в камере [4]. Движение потока растворителя обеспечивает наибольшее перемешивание рассолов камеры за счет всплывающей активности растворителя, возникающей вследствие взаимодействия разных по плотности потоков жидкости. Растворитель, как правило, имеет плотность воды $\rho = 1$ г/см^3 или слабых рассолов до $\rho \approx 1{,}1$ г/см^3, а рассольная среда камеры при заглубленной водоподаче представлена плотными рассолами, плотность которых составляет $\rho \approx 1{,}15\ldots1{,}2$ г/см^3.

Растворитель, подаваемый в скважину, совершает цикличное движение от погружения вниз, реверса, до возвратного движения вверх - всплывания, которое заканчивается рассеянным гравитационным движением потоков, стремящихся к равновесию. Траектория движения растворителя связана с вовлечением в движение рассолов камеры, образуя при этом область перемешивания. Однако относительно размеров выработки диаметром 100 м область перемешивания потоков невелика. В литературе имеются сведения, что радиус действия выходящего потока из скважины равен $r_{вх} = 0{,}10\text{-}0{,}15R$ (где радиус камеры R = 50-60 м). Тогда в образовании камеры диаметром более 12-15 м решающую роль играют условия свободной конвекции. Отсюда радиус действующего потока при Q = 60 м^3/ч достигает 5-7,5 м, а диаметр не превышает 10-15 м [5].

Задачей данных исследований являлось определение области вынужденного движения потоков начального цикла - погружения растворителя в среде рассолов камеры.

Область перемешивания потоков обусловлена вынужденным, напорным движением растворителя вниз. При этом действие направленной струи зависит от технологических параметров: производительности скважины $Q_{скв.}$, импульса вынужденных сил $M_0=\pi\, r_o^2 U_0^2$, где U_0 - скорость растворителя на выходе (м/ч, м/с) и $U_0 = Q/S$, размеров отверстия водоподающей колонны r_o, а также плотности окружающих рассолов. Согласно исходным данным глуби-

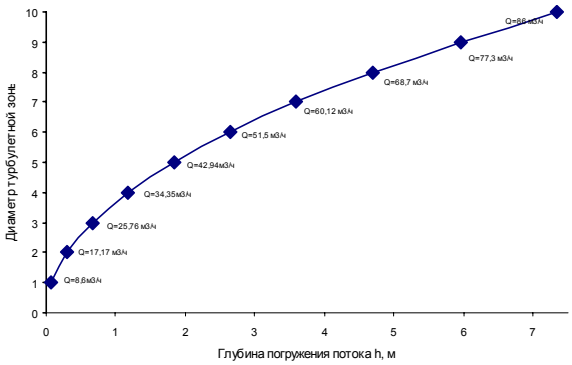


Рис. 1. Значения глубины и диаметра области вынужденного движения потоков, соответствующие крит.Re=2320 и Q крит.

на погружения потока определялась по формуле

$$h = \frac{\sqrt{M_0}}{S/U_0} \cdot k,$$

где $k = \rho_0/\rho_\infty$ - коэффициент, препятствующий направленному движению растворителя вниз и зависящий от плотности рассольной среды камеры ρ_∞ и плотности растворителя ρ_0. Считается, что действие напорного потока прекращается в момент остановки до возвратного движения вверх.

Напорный режим скважины обуславливает турбулентное движение растворителя и вовлеченных в движение потоков, которое характеризуется граничными условиями числа $Re_{Крит}$ = 2320 критерия Рейнольдса Re = Uol/ν. Линейная величина l представлена диаметром зоны перемешивания потоков, а скорость на выходе Uo зависит от производительности скважины. Коэффициент вязкости для рассольной среды ν = 0,0131 см^2/с. Зона вынужденного действия потока ограничена критическим числом Re = 2320, большее значение которого означает турбулентное движение, а меньшее - переход к ламинарному режиму и растворению в условиях свободной конвекции. Определим размеры зоны вынужденного действия потоков от $Q_{скв}$ относительно числа Re = 2320.

Расчеты показали, что зона вынужденного движения имеет диаметр d = 1 м при $Q_{скв}$ = 8,6 м^3/ч; d = 2 м при $Q_{скв}$= = 17 м^3/ч; d = 3 м при $Q_{скв}$ = 25,7 м^3/ч; d = 4 м при $Q_{скв}$ = 34 м^3/ч; d = 5 м при $Q_{скв}$ = 43 м^3/ч; d = 6 м при $Q_{скв}$ = 51,5 м^3/ч; d = 7 м при $Q_{скв}$ = 60 м^3/ч; d = 8 м при $Q_{скв}$ = 68,7 м^3/ч; d = 9 м при $Q_{скв}$ = = 77,3 м^3/ч; d = 10 м при $Q_{скв}$ = 86 м^3/ч (рис. 1). Отсюда следует, что при рабочей $Q_{скв}$ = 10…80 м^3/ч формируется зона вынужденного действия диаметром *не более* d = 10 м или $r_{вх}$ = 5 м. Полученные данные несколько ниже, чем представленные в литературе, что можно объяснить менее или более плотной рассольной средой камеры.

Относительно диаметра области вынужденного действия потока и производительности скважины определена глубина погружения растворителя (рис. 1), которая соответствует пограничным значениям области турбулентного движения $Re_{Крит}$ = 2320. На основе расчетов на рис. 2 представлена область вынуж-

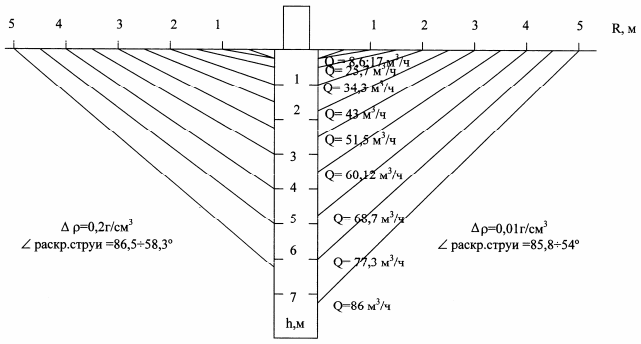


Рис. 2. Формирование области вынужденного движения потоков при погружении растворителя в рассольной среде камеры

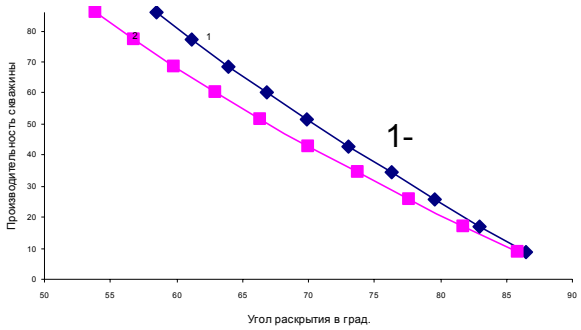


Рис. 3. Угол раскрытия погружаемого потока в пограничных значений критерия Re=2320

денного движения потоков по данным диаметра и глубины погружения,

Результаты проведенных исследований показали, что максимальные размеры области вынужденного движения потоков при Q = 86 м^3/ч имеют диаметр d = 10 м и глубину погружения h = 6-7,3 м, в зависимости от Δρ = =0,2÷0,01 г/см^3. Прослеживается влияние рассольной среды камеры на глубину погружения растворителя, а также зависимость угла раскрытия погружаемого потока от Q скважины и Δρ. Чем меньше Q = 8,6 м^3/ч, тем больше угол раскрытия ∠85,8^0 и радиус относительно глубины погружения (R = 0,5 м и h = 0,06-0,07 м). Такое положение объясняется механизмом движения свободно затопленной струи и растеканием потока в радиальном направлении. Увеличение Q = 86 м^3/ч приводит к увеличению глубины погружения, уменьшению угла перемешивания до ∠58-53^0 в зависимости от плотности рассолов и растворителя Δρ. Расчеты показывают, что глубина погружения h = 6,2-7,3 м несколько больше радиуса R = 5 м. Область вынужденного движения потоков имеет равные радиус и глубину погружения, когда $Q_{скв}$ = 60,12 м^3/ч R ≈ h = =3,5 м и ∠74^0 при Δρ = 0,01 г/см^3 и, когда $Q_{скв}$ = 68,7 м^3/ч R ≈ h = 4 м и ∠76^0 при Δρ = 0,2 г/см^3. Предположительно $Q_{скв}$ ≈ 60 м^3/ч может являться оптимальной величиной, обеспечивающей равномерное перемешивание потоков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Бобко П.С.* Методы подземного выщелачивания соляных залежей //Геология и гидрогеология соляных месторождений. - Л.: Недра, ВНИИГ, вып.56, с. 146-176. 1972.
2. *Способ* конвективного смешения потоков. Патрунова Л.Н., Романов В.С., Каратыгин Е.П. и др. А.с. 1113521 б.и. 1984, №34.
3. *Дудко П.М., Лехтимяхи Э.* Добыча рассолов выщелачиванием каменной соли через буровые скважины //Гидрогеология соляных месторождений и вопросы подземного выщелачивания соляных залежей. – Л.
4. *Корчагина Е.Н.* Расчет параметров заглубленной водоподачи в подземной камере растворения солей //Технология разработки соляных месторождений подземным выщелачиванием. - Л.: тр.ВНИИГ, 1981.
5. *Каратыгин В.П., Кулбанов А.В. и др.* Подземное растворение соляных залежей (проблемы, моделирование, управление). - С.П.: Гидрометеоиздат, с. 37-62, 1994.

Коротко об авторах

Смайльс Н.Ю – кандидат технических наук, научный сотрудник ИПКОН РАН.

© В.П. Тимофеев, 2005

УДК 622.234.5:378

В.П. Тимофеев

К ВОПРОСУ О НЕОБХОДИМОСТИ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ СРЕДНЕГО ЗВЕНА ПО ГЕОТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Курская магнитная аномалия (КМА) является крупнейшим горнопромышленным регионом России.

На месторождениях КМА залегают два основных геолого-промышленных типа руд – железистые кварциты и богатые железные руды.

Содержание железа в неокисленных железистых кварцитах до 30 %, в богатых железных рудах свыше 60 %.

Основная доля – 78 % разведанных запасов железных руд КМА сосредоточена в Белгородской области. На территории области размещаются 14 из 18 разведанных и учтенных Государственным комитетом по запасам месторождений бассейна КМА.

В Оскольском рудном районе Белгородской области находится 9 месторождений, из которых три в стадии эксплуатации – это Лебединское, Стойленское и Коробковское. Железорудное сырье этих месторождений – неокисленные железистые кварциты.

Первые два месторождения разрабатываются открытым способом – карьерами, Коробковское – подземным способом (шахтой).

На базе этих месторождений создан крупнейший в России экономически развитый комплекс горнодобывающих, перерабатывающих и металлургических предприятий, таких как Лебединский, Стойленский ГОКи комбинат «КМА руда» и работающий на их сырье Оскольский электрометаллургический комбинат.

Уникальные и крупные месторождения высококачественных богатых железных руд – Яковлевское, Гостищевское, Больше-Троицкое, Разуменское и др. находятся в Белгородском рудном районе, который по величине залежей богатых руд и по их запасам является крупнейшим в железорудном бассейне КМА и, в целом, России, а по высокому содержанию в руде железа и малому присутствию вредных примесей не имеет равных себе в мире.

Весьма богатые рыхлые железные руды Белгородского рудного района способны обеспечить любые потребности металлургии, но до настоящего времени остаются невостребованными из-за сложных гидрогеологических и горнотехнических условий эксплуатации месторождений и большой глубины их залегания (400-800 м).

Промышленное освоение месторождений КМА потребовало больших научных исследований, которые продолжаются до настоящего времени. Научно-исследовательские работы были сосредоточены и на решении вопросов о рациональных системах разработки богатых железных руд Белгородского рудного района и, в частности, Яковлевского месторождения.

Освоение Яковлевского месторождения богатых железных руд предусматривалось подземным способом, т.к. с позиций экологии подземный способ на порядок предпочтительнее открытого (карьеров). К настоящему времени в сложных горно-геологи-ческих условиях

с применением технологии замораживания грунтов, пройдено три шахтных ствола глубиной 740 м, однако добыча богатых руд из-за высокой ее себестоимости не ведется.

Чтобы сдержать рост себестоимости железорудного сырья, а главное сохранить конкурентно - способность России на мировом рынке, дальнейшее развитие горнодобывающего комплекса КМА, по всей видимости, будет ориентировано на открытый способ разработки новых перспективных месторождений – Чернянского, Приоскольского и других, размещенных на территории Оскольского рудного района.

В результате возрастет техногенное воздействие на окружающую природную среду Старооскольско – Губкинского района, в котором экологическая обстановка и так крайне осложнена и вызывает острую критику со стороны общественности.

В то же время предложения, направленные на сдерживание роста объемов горнодобывающей отрасли в бассейне КМА нереален, т.к. это основа современной жизни и сокращение было бы не разумным.

Поэтому, чтобы сделать горнорудную промышленность рентабельной и менее разрушительной для окружающей среды, необходимо создание более прогрессивных технологий и систем разработки месторождений с наиболее полной и экономически целесообразной выемкой минерального сырья заданного качества при минимальных объемах вскрышных работ и снижении до минимума степени нарушения земной поверхности.

Большой интерес для качественной металлургии представляют рыхлые мартитовые руды месторождений Белгородского рудного района. На одном из этих месторождений – Шемраевском, в период с 1988–1995 год впервые в отечественной и зарубежной практике были проведены промышленные испытания нетрадиционного способа добычи железных руд с глубины 600-700 м – скважинная гидродобыча (СГД).

Этот способ был положительно оценен специалистами и учеными, в результате чего сформировался ряд научных и технологических направлений в области СГД.

Способ скважинной гидродобычи открывает путь для самых современных технологических методов разработки твердых полезных ископаемых, он изучен применительно к гидрогеологическим и горно-геологическим условиям разработки месторождений КМА.

В настоящее время работы по промышленному испытанию и развитию способа СГД на месторождениях КМА приостановлены из-за недостаточного их финансирования, и, как следствие, разноплановость научно-практических подходов к решению проблемы освоения месторождений богатых железных руд КМА тормозит ее продвижение вперед.

Поэтому главной задачей научных кругов, занимающихся развитием технического прогресса в горнодобывающей отрасли страны, является создание единого научного центра по разработке и совершенствованию технологий и проведению опытно-методических работ по СГД, основанного на междисциплинарных знаниях физики, химии, геологии, бурового, горного дела и последних достижений научно-технического прогресса в отечественной и зарубежной практике.

Создание такого центра поможет объединить специалистов по новым геотехнологиям и заинтересованных представителей деловых кругов.

Одновременно с этим, необходимо расширить деятельность опытно-промышленной базы скважинной горнодобычи на Шемраевском месторождении богатых железных руд КМА, так как ранее функционирующая база СГД этого месторождения продолжает располагать необходимым буровым оборудованием, силовым приводом, инструментом, 4-мя

эксплуатационными и более 10 наблюдательными скважинами. В последующем эта база должна быть переведена в категорию опытно-промышленного горно-буро-вого полигона СГД республиканского значения, включающего в свою структуру проблемные горно-геологические лаборатории для подготовки к освоению способом СГД других перспективных месторождений богатых железных руд КМА.

Результативность работ по проблеме СГД всецело будет зависеть от уровня подготовленности специалистов в области скважинной гидродобычи полезных ископаемых.

Реализацию программы в области подготовки специалистов среднего зве-на и высококвалифицированных рабочих по нетрадиционным способам добычи полезных ископаемых может осуществить Старооскольский геологоразведочный техникум.

Местоположение техникума в районе действующих горнодобывающих, перерабатывающих и металлургических предприятий и вблизи месторождений богатых железных руд КМА, на которых проводятся опытные работы по скважинной гидродобычи, создает приоритет техникуму в подготовке специалистов и рабочих в области геотехнологии добычи полезных ископаемых.

Следует отметить, что подготовку специалистов техников – геологоразведчиков и техников – эксплуатационников по профилю геотехнологии не готовит ни одно средне - специальное учебное заведение России.

Старооскольский геологоразведочный техникум – старейшее средне – техническое учебное заведение в районе КМА, в 2004 году отметил 70-летний юбилей. За годы своей работы техникум подготовил для геологоразведочной отрасли страны более 20 тысяч специалистов.

Техникум располагает коллективом высококвалифицированных преподавателей, многие из которых имеют научные разработки, изобретения и публикации.

Ряд преподавателей и выпускников техникума продолжают заниматься проблемой нетрадиционных способов отработки богатых железных руд КМА в частности, метода скважинной горнодобычи, принимали участие в работе многих международных научных конференций ВУЗов страны и имеют публикации по проблеме СГД.

В настоящее время прилагаются большие усилия со стороны администрации техникума по коренной перестройке, развитию и совершенствованию учебно-производственной базы, чтобы вывести техникум в число ведущих средне – специальных учебных заведений России.

В 2003 году техникум открыл 4 новые специальности для подготовки специалистов в области разведочных работ на нефть и газ и специалистов по наладке и техническому обслуживанию гидроприводов и автомеханизмов, комплектующие горно-буровое оборудование. Также техникум получил лицензии на профессиональную подготовку рабочих для всех видов работ, сопровождающих процесс бурения и эксплуатацию скважин.

Для повышения научного и практического уровня подготовки специалистов техникум установил связи с рядом высших и средне – технических учебных заведений страны и заключил ряд договоров о совместной деятельности по подготовке специалистов. В частности, заключили договора о научно – техническом сотрудничестве с институтом «НИИ КМА» и научно – производственным предприятием «Гидроруда», занимающихся проблемой скважинной гидродобычи богатых железных руд КМА.

С 2004 года техникум разработал учебную программу по дисциплине «Бурение и эксплуатация скважин для нетрадиционных способов добычи полез-

ных ископаемых» и ввел ее в качестве факультатива в общую учебную программу для специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых».

Принимая во внимание, что способ СГД, за период опытных работ продемонстрировал отраслевой научно-технический прогресс и определил приоритетные направления науки и техники. Это является одной из важнейших задач геологической службы для решения проблемы эффективного и экологически безопасного пользования недр. Старооскольский геологоразведочный техникум в комплексе с опытно-промышленной базой СГД Шемраевского месторождения может стать учебным центром подготовки специалистов и рабочих по геотехнологии скважинной горнодобычи полезных ископаемых.

Просим ведущих специалистов в области геотехнологии скважинной гидродобычи полезных ископаемых дать оценку предложений по развитию СГД на месторождении КМА и принять участие в их осуществлении.

Коротко об авторах

Тимофеев В.П. - Государственное образовательное учреждение среднего профессионального образования РФ, директор Старооскольского геологоразведочного техникума.

ТЕКУЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАЩИТАХ ДИССЕРТАЦИЙ ПО ГОРНОМУ ДЕЛУ И СМЕЖНЫМ ВОПРОСАМ

Автор	*Название работы*	*Специальность*	*Ученая степень*
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ «ГИНЦВЕТМЕТ»			
РУДНЕВ Борис Петрович	Обоснование и разработка эффективных методов обогащения текущих и лежалых хвостов обогащения руд цветных, благородных и редких металлов	25.00.13	д.т.н.

© А.С. Хрулев, Ю.Г. Шайкина, 2005

УДК 622.234.5

А.С. Хрулев, Ю.Г. Шайкина

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЭРЛИФТНОГО

ПОДЪЕМА ПЕСКА В НАКЛОННОЙ СКВАЖИНЕ

Семинар № 14

Разработка способом скважинной гидродобычи полезных ископаемых, залегающих в неустойчивых горных породах, к которым относятся россыпные месторождения, обычно связана с обрушением пород кровли продуктивного пласта над гидродобычной камерой и выходом зоны обрушения на поверхность. Опыт добычи строительных песков через скважины в Тюменской области и республике Коми показывает, что, при отработке одиночных скважин, провалы на поверхности образуются при глубине добычи до 270 м [1]. При скважинной гидравлической разработке многолетнемерзлых песчаных отложений в результате оттайки пород вокруг вертикальной скважины так же образуются многометровые провалы, что затрудняет управление процессом добычи, увеличивает риск и вероятность несчастных случаев, а также приводит к потере обсадной колонны и скважинного гидродобычного снаряда. Эффективность скважинной гидродобычи связана с получением максимального объема полезного ископаемого, извлекаемого из скважины, поэтому процесс деформации покрывающих продуктивный пласт пород будет неизбежен. Решение этой проблемы заключается в использовании наклонных скважин. Это позволит расположить наземную часть добычного оборудования вне зоны обрушения. Работы по скважинной гидродобыче на Тарском титано-цирконовом россыпном месторождении показали, что провал на поверхности соответствует размерам и контуру гидродобычной камеры [2], поэтому даже небольшой наклон скважины на угол 10-200 от вертикали обеспечивает безопасность добычных работ.

При скважинной гидродобыче используются гидроэлеваторные и эрлифтные гидродобычные снаряды. Наклонные гидроэлеваторы широко применяются при разработке россыпных месторождений золота и их работоспособность не вызывает сомнения. Цель проводимых нами исследований заключалась в определении параметров работы эрлифта в наклонной скважине.

В качестве метода исследований было принято физическое моделирование с линейным геометрическим масштабом 1:10.

Программа работ включала:

- Изучение механизма движения газожидкостной смеси в наклонном эрлифте на прозрачной модели.
- Определение параметров эрлифтного подъема в вертикальной скважине при различных значениях коэффициента относительного погружения и сопоставление параметров модельного и натурного эрлифта для обоснования параметров моделирования.
- Определение параметров эрлифтного подъема при различных углах наклона скважинного снаряда.

Механизм движения газожидкостной двухфазной смеси изучался на прозрачной стеклянной модели. Модель представляла собой набор стеклянных трубок высотой от 0,3 до 1 м и диаметром от 15 до 30 мм, которые устанавливали в цилиндрическую емкость с водой. В нижнюю часть трубки по шлангу подавали воздух от компрессора с разной величиной расхода.

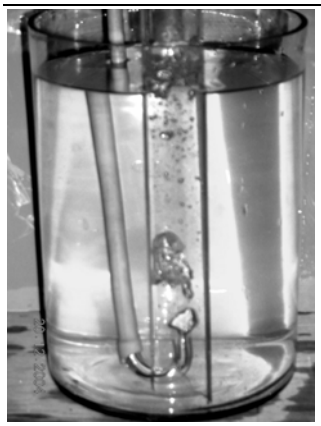
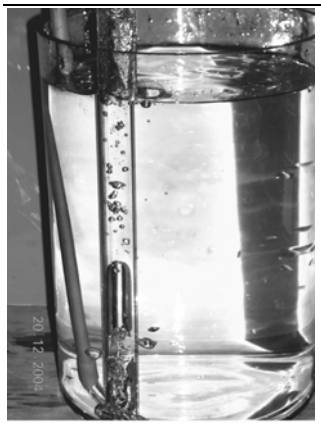
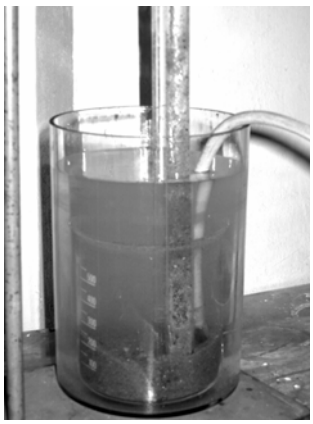


Рис. 1. Движение газожидкостной смеси в вертикальной и наклонной трубке при малых расходах воздуха

Рис. 2. Движение газожидкостной смеси в вертикальной и наклонной трубке при больших расходах воздуха

Рис. 3. Движение трехфазной смеси в вертикальной и наклонной трубке





На рис. 1 и 2 приведены фотографии движения двухфазной газожидкостной смеси с малыми и большими расходами воздуха, соответствующими пузырьковому и пробковому режиму движения. При малых расходах воздуха в наклонной трубке пузырьки воздуха двигаются вдоль верхней наклонной стенки, а при больших – занимают все сечение трубки. При больших удельных расходах воздуха (более 1), характерных для процесса эрлифтирования, увеличение угла наклона эрлифта не приводит к изменению режима течения и незначительно влияет на высоту подъема.

На рис. 3 приведены фотографии движения трехфазного потока (песок, воздух и вода) в вертикальной и наклонной трубке. Эксперименты показали, что, при движении в наклонном эрлифте трехфазной смеси с большей, чем у воды плотностью, разделение газообразной фазы и поднимаемой пульпы происходит в большей степени, что приводит к снижению высоты подъема и производительности для наклонного эрлифта, однако сохраняется пробковый режим течения смеси.

Сопоставление модельных и натурных данных эрлифтного подъема

Параметры	Модель		Натура	
Высота подъема, м	1,5 (14,55)*		11,25	
Коэффициент относительного погружения	0,8	0,6	0,8	0,6
Высота воды над форсункой, м	0,945 (9,17)*	0,695 (6,74)*	9,0	6,75
Скорость смеси в эрлифте, м/с	2,58 (8,03)*	2,44 (7,59)*	7,5	7,39
Расход воздуха, $м^3$/ч	1,5 (439,6)*	1,5 (439,6)*	500	550
Расход эрлифтируемой воды, $м^3$/ч	0,3 (87,9)*	0,2 (58,6)*	115	70
()*- данные моделирования в пересчете на натурные величины				

Для количественной оценки работы эрлифта были получены зависимости производительности по воде от расхода воздуха при различных коэффициентах затопления эрлифта. Результаты сопоставления модельных данных с показателями работы натурного стендового эрлифта подобной конструкции без воздухоотделителя свидетельствуют об удовлетворительной сходимости параметров модели и возможности использования ее для исследования процесса эрлифтного подъема (таблица) [3]. Более высокие значения расхода эрлифтируемой воды на натурном стенде (отклонение от модели на 16-23 %) связано с тем, что на модели был установлен более длинный всасывающий наконечник, чем на натурном стенде, что увеличило гидравлическое сопротивление в модели.

На рис. 4 приведены зависимости производительности вертикального эрлифта по гидросмеси и песку от плотности гидросмеси для коэффициента относительного погружения 0,8. С увеличением плотности гидросмеси до 1350 кг/$м^3$ производительность эрлифта снижается в 4 раза, при этом темп роста производительности по песку постепенно снижается.

Для принятых условий эрлифтного подъема получена эмпирическая зависимость производительности по гидросмеси от ее плотности:

$$Q^{90^0}{}_{см} = \frac{0{,}12 \times Q_{\max}}{(\frac{\gamma_{см}}{\gamma_0} - 0{,}88)} \qquad (1)$$

где $\gamma_{см}$ - плотность гидросмеси, т/$м^3$; γ_0 - плотность воды, т/$м^3$; Р - пористость водонасыщенного песка.

Производительность эрлифта по песку может быть определена по формуле:

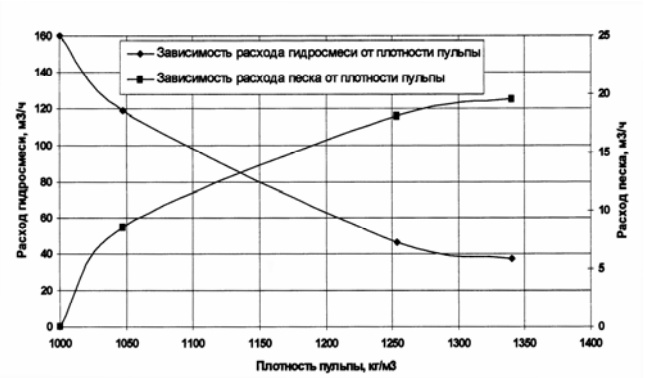


Рис. 4. Зависимость производительности вертикального эрлифта по гидросмеси и песку от плотности гидросмеси для коэффициента относительного погружения 0,8

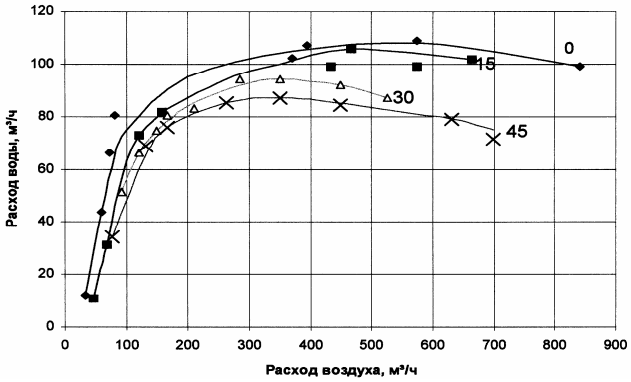


Рис. 5. Зависимость расхода эрлифтируемой воды от расхода воздуха на модельном эрлифте при различных углах наклона от вертикального положения

$$Q_n = \frac{Q_{см} \cdot (\gamma_{см} - \gamma_0)}{\gamma_0 + P \cdot \gamma_0 - \gamma_0} \qquad (2)$$

На рис. 5 приведены зависимости производительности модельного эрлифта от расхода воздуха при разных углах его наклона от вертикального положения.

Зависимость значения максимального расхода эрлифтируемой воды от угла наклона эрлифта имеет линейный вид (рис.6) и может быть выражена в виде эмпирической зависимости

$$Q_\alpha = Q_{90} \cdot ctg\alpha \qquad (3)$$

где Q_{90} – значение максимального расхода эрлифтируемой воды для вертикального положения эрлифта; α – угол наклона эрлифта от вертикального положения.

Таким образом, при подъеме песков эрлифта в наклонной скважине, его параметры могут быть определены исходя из параметров вертикального эрлифта при подъеме воды с использованием формул 1-3.

Выводы:

1. При удельном расходе воздуха в эрлифте больше 1 и интервале угла наклона эрлифта от вертикали 0-45^0 сохраняется пробковый режим движение воздуха. Форма воздушных пробок с увеличением наклона эрлифта изменяется, но они занимают все сечение эрлифтной трубы.
2. С увеличением угла наклона эрлифта относительно вертикального положения от 0 до 45^0 производительность эрлифта снижается на 22,4 %.
3. Использование при скважинной гидродобыче эрлифта с наклоном от вертикального положения на угол 15-20^0 обеспечивает безопасную его эксплуатацию для людей и техники, находящихся на поверхности. При этом снижение производительности не превышает 10 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аренс В.Ж.* Физико-химическая геотехнология, М., 2000.
2. *Бабичев Н.И., Либер Ю.В., Левченко Е.Н., Кройтор Р.В.* Скважинная технология добычи титано-цирконовых песков Тарского месторождения. ГИАБ, 1999, №2.
3. *Аренс В.Ж., Исмагилов Б.В., Шпак Д.Н.* Скважинная гидродобыча твердых полезных ископаемых. – М.: Недра, 1980.

Коротко об авторах

Хрулев А.С. – доктор технических наук,
Шайкина Ю.Г. – мл. научный сотрудник,
ООО «Подземгазпром»

© Б.И. Кондырев, А.В. Белов, 2005

УДК 622.74

Б.И. Кондырев, А.В. Белов

ОПЫТ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ В КИТАЙСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКЕ

Семинар № 13

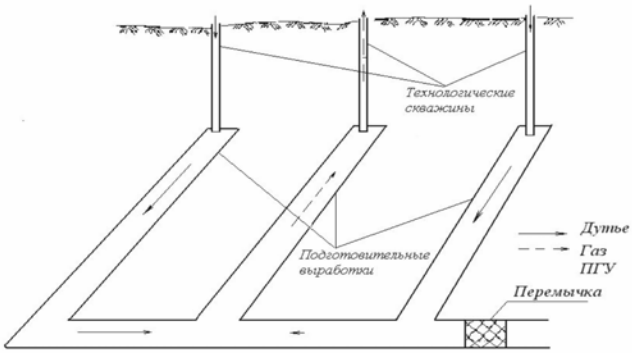
В настоящий момент во многих странах мира ведутся разработки в области создания современных горно-энергохимических предприятий по добыче и переработке угля на базе скважинных технологий. Одной из таких технологий, привлекающей все большее внимание ученых, инженеров и потенциальных инвесторов, является технология подземной газификации угля (ПГУ).

Технология ПГУ в настоящий момент получает широкое распространение в различных странах. Активные разработки ведутся в научных центрах Европейского Союза, Австралии, Китайской Народной Республики (КНР), Корейской народной республике (КНДР). В настоящий момент при поддержке Горного Совета при полномочном представителе Президента России в Дальневосточном федеральном округе создан Дальневосточный центр глубокой переработки угля. Центр работает на базе Дальневосточного государственного технического университета (ДВПИ им. В.В. Куйбышева), г. Владивосток. Одной из важных задач Центра является изучение и внедрение передового мирового опыта в области технологий глубокой переработки угля, в т.ч. ПГУ. Центром установлены тесные контакты с Китайским центром подземной газификации угля (г. Пекин), в настоящее время являющимся одним из основных мировых исследовательских институтов по изучению проблем ПГУ. В настоящее время в Дальневосточном государственном техническом университете проводятся регулярные международные научные мероприятия, касающиеся изучения технологий скважинной добычи и глубокой переработки угля, стали традиционными стажировки студентов и аспирантов в КНР, при содействии ведущих ученых Китайского центра подземной газификации угля проводится подготовка российских высококвалифицированных научных кадров в области ПГУ. Все это позволило подробно изучить и систематизировать опыт развития технологии ПГУ в КНР.

Несмотря на лидерство бывшего Советского Союза в использовании технологии подземной газификации, на территории России в настоящий момент не действует ни одна станция подземной газификации. В этой связи опыт стран, применяющих технологию ПГУ, и, прежде всего, опыт КНР, как страны, начавшей строительство станций по советской технологии с последующим ее усовершенствованием, особенно актуален.

В настоящий момент КНР бесспорно занимает первое место в мире по количеству действующих промышленных станций подземной газификации и по объемам производимого заменителя природного газа для энергетики и химической промышленности.

Значительный толчок к развитию ПГУ в КНР дала проблема ресурсосбережения и полноты выемки запасов угля. Из этого энергоносителя в Китае вырабатывается почти 70 % электроэнергии. По этому показателю Китай занимает первое место в мире. Тем не менее, степень выемки угля из недр составляет лишь 50 %. На данный момент это потеря порядка 30 млрд т угля, большая часть которого



сосредоточена в 297 отработанных шахтах.

Первые опытные станции подземной газификации угля были построены в 50-х годах XX века. Пилотные установки по ПГУ были рассредоточены в разное время в провинциях Шанси, Шандун, Анхуи, Ляонин, Зменин, Дзянсу. При этом применялись технологические схемы, разработанные в Советском Союзе. В 80-х начались проводиться активные работы по развитию технологии «Long tunnel, large section, two stage» под руководством профессора Китайского университета Горного дела и технологии Ю-Ли.

В настоящий момент в КНР работает 6 станций подземной газификации угля. Из них: в провинции Шандун - 6 станций, в провинции Шанси - 1 станция, в провинции Нейман - 1 станция. Четыре станции в провинциях Шанси и Куецо находятся в стадии ввода в эксплуатацию и должны выйти на проектную мощность в 2005 г.

Отличительной особенностью технологии ПГУ в КНР является то, что при строительстве станций применяется комбинированный способ подготовки подземного газогенератора - шахтная подготовка + бурение технологических скважин (рис. 1). Данный способ подго-товки газогенератора характерен для всех станций подземной газификации в КНР. При шахтной подготовке по подошве пласта проводятся выработки, служащие впоследствии каналами для газификации и осуществляющие доступ дутья в газогенератор. Сечение выработок составляет в среднем 4 м2. При проведении выработок осуществляется анкерное крепление, либо обделка выработок кирпичом. Перед розжигом газогенератора часть пространства подготовительных выработок закладывается разрыхленным углем, что обеспечивает хорошее возгорание и быстрый вывод газогенератора на проектную мощность.

Часто применяется разупрочнение массива отбойкой заряда в скважинах, пробуренных по пласту из дутьевого и газоотводящего штреков. Технология позволяет обеспечить эффективную сбойку, обеспечить активный доступ дутья к углю, увеличить площадь поверхности газифицируемого угля за счет большого сечения выработок и разупрочнения массива.

За счет относительно большой протяженности дутьевого и газоотводящего штреков (в среднем 300-400 м), газ поступает в тех-

Таблица 1
Состав газа для воздушного и паровоздушного дутья (станция Синтаю)

Компоненты газа, %	При применении воздушного дутья	При применении дутья с паром
H_2	12,8-15,9	35,1-45
CO	2,96-5,67	6,15-9,8
CH_4	4,83-5,86	6,3-9,2
CO_2	16,11-15,7	34-38
N_2	51-60	1,7-11
Теплота сгорания газа, МДж/м^3	3,9-4,8	8,2-11,6

Таблица 2

Характеристики ряда действующих станций ПГУ в КНР

Станция ПГУ	Xinhe	Liuzhuang	Xinwen	Feicheng	Xiyang
Тип угля	**Уголь марки Ж (жирный)**	**Уголь марки Д (длиннопламеный)**	**Уголь марки Д (длиннопламеный)**	**Уголь марки Ж (жирный)**	**Антрацит**
Глубина, залегания пласта, м.	80	100	100	80-100	190
Мощность пласта, м.	3,5	2,5-3,5	1,8	1,3-1,8	6
Угол падения пласта, м.	68-75	45-55	25	5-13	22-27
Теплота сгорания газа ПГУ, Mj/m^3	11,83	12,24	5,21	5,09	11,91
Содержание H_2, %	58,29	47,14	54,79	17,4	54,30
Содержание CO, %	8,59	13,64	9,72	3,83	4,10
Содержание CH_4, %	9,28	12,38	8,75	6,22	12,20
Содержание CO_2, %	19,63	20,48	20,75	22,9	20,20
Содержание N_2, %	4,21	6,64	5,21	49,5	9,10
Дата розжига пласта	Март 1994 г.	Май 1996 г.	Март 2003 г.	Сентябрь 2001г.	Октябрь 2001 г.

нологические скважины охлажденным до температуры около 300 °С. Тепло, отданное газом в подземном газогенераторе, идет на прогрев массива угля.

Охлаждение технологических скважин применяется не всегда, при этом основной способ - это охлаждение путем подачи воды в затрубное пространство, широко известный и применявшийся на станциях подземной газификации в бывшем Советском Союзе.

Вода, нагретая в скважинах, имеет температуру 80-90 °С и применяется для бытовых нужд. Как правило, газоотводящие скважины состоят из двух труб, помещенных одна в другую, при этом внешняя закреплена бетоном, а внутренняя оборудована пакерами для предотвращения разрушения скважин при удлинении под воздействием высокой температуры технологического газа. На практике величина удлинения газоотводящей скважины, для условий станций ПГУ КНР составляет порядка 10 см.

В Китае газифицируются пласты каменного угля мощностью 2-6 м. При этом угол падения пласта в среднем составляет от 5 до 75°. За счет комбинированного способа подготовки удалось добиться более высокой управляемости процессом горения, чем при действующих скважинных способах подготовки. В среднем величина подвигания огневого забоя для пластов мощностью 5-6 м составляет 0,4 м в день. Важным для Китая, с его дефицитом земель, является тот момент, что все описываемые процессы происходят под землей, без вывода из сельскохозяйственного оборота сельскохозяйственных земель.

В КНР в настоящий момент в основном применяется воздушное и паро-воздушное дутье. Это обусловлено низкими затратами на подготовку дутья и удовлетворительными параметрами газа. Был проведен ряд экспериментов по использованию кислородного дутья, но в настоящий момент из-за высокой стоимости это дутье применяется в основном для розжига и стабилизации процесса горения. Средний состав газа для различных типов дутья на примере станции

Синтаю приведен в табл. 1.

Китайские специалисты имеют опыт получения газа ПГУ с теплотой сгорания до 3800 ккал (15,9 МДж/м^3) без применения дополнительной подачи кислорода в дутье. При этом следует отметить высокую теплотворную способность угля на месторождениях, задействованных для подземной газификации (до 6500 ккал/кг) и относительно благоприятные гидрогеологические условия.

Состав газа на ряде действующих станциях ПГУ при различных горно-геологических условиях и типах углей приведен в табл. 2.

В настоящий момент станции ПГУ в КНР вырабатывают 150000 - 240000 м^3 газа в день. С 1 т угля выход газа составляет в среднем 3-5 тыс. м^3 для воздушного дутья и 2-2,5 тыс. м^3 для дутья с паром. В ближайшее время планируется доведение станций до мощности 2 млн м^3 газа в день. На эти цели правительством выделено 100 млн юаней (8,25 млн. USD).

Несмотря на более низкую теплотворную способность, по сравнению с природным газом, газ ПГУ после очистки на поверхности используется для газовых печей, отопления и квартирных бойлеров. При этом цена газа, отпускаемого населению, составляет примерно 0,3 юаня (1,3 руб.) за 1 м^3, что примерно в три раза ниже стоимости природного газа.

Газ полностью соответствует санитарным и экологическим нормам. В провинции Шандун газом ПГУ газифицировано 6000 семей шахтерского поселка, находящегося вблизи станции ПГУ Шизан.

В качестве энергоносителя для выработки электроэнергии газ ПГУ используется на многих действующих станциях подземной газификации. При этом применяется сжигание газа на силовых установках дизельного типа с генерацией электроэнергии. Так же газ используется в качестве энергоносителя на электростанциях.

В настоящее время в КНР ведется ряд исследований в области химического использования газа ПГУ. Помимо метанола и других традиционных продуктов, большие перспективы имеет производство аммиака. В провинции Шанси вблизи электростанции вводится в действие химический комплекс по производству аммония на базе сырья, подаваемого из расположенной поблизости станции ПГУ. Проектная мощность химического комбината составляет 60000 т. аммиака в год. Большой интерес наблюдается в области использования газа ПГУ для синтеза CH_3OCH_3, диметилового эфира (ДМЭ), – нового, универсального, эффективного и экологически чистого энергетического продукта, крайне необходимого, прежде всего, в качестве топлива для транспортных средств. Потребность в ДМЭ только в странах Азиатско-Тихоокеанс-кого региона в составляет более 150 млн т/год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Белов А. В.* Отчет о научной стажировке, Владивосток-Пекин, 2002. 80 с.

2. *Лян Тье* Обзор программы подземной газификации угля в КНР. Материалы третьей международной научной конференции «Проблемы освоения георесурсов Российского Дальнего Востока и стран АТР» Владивосток ДВГТУ 2004 г

Коротко об авторах

Кондырев Б.И. – доктор технических наук, профессор ДВГТУ,
Белов А.В. – кандидат технических наук, старший преподаватель,
Дальневосточный государственный технический университет.

© Е.В. Крейнин, 2005

УДК 622.74:658.26

Е.В. Крейнин

ЭКОЛОГОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ В ТОПЛИВНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Учитывая большие объемы потребления органического топлива в электроэнергетике и связанные с этим экологические последствия, рассмотрим потенциальные возможности подземной газификации угля (ПГУ) в электроэнергетике.

1. Систематизация выбросов от различных топлив

Выполненный аналитический обзор различных источников информации позволил получить большой массив расчетных данных и результатов замеров выбросов [1]. Существенные отличия значений удельных выбросов объясняются неоднородным химическим составом используемого топлива, применением разных методик расчета и другими факторами (табл. 1).

Все указанные в табл. 1 **газообразные** компоненты выбросов при сжигании органического топлива оказывают негативное воздействие не только на здоровье человека, но и на состояние окружающей природной среды.

В процессе горения топлива образуются также и **твердые частицы** размером менее 1 мкм, которые легко проникают в дыхательные пути. Эти частицы могут содержать опасные вещества, такие как асбест, тяжелые металлы, мышьяк, бенз(а)пирен. Среди компонентов неорганических частиц, обнаруженных в загрязненной атмосфере, присутствуют соли, оксиды, соединения азота, серы, различные металлы и радионуклиды.

Значения удельных выбросов тяжелых металлов при горении топлива могут колебаться в широких пределах, что связано в первую очередь с неоднородностью химического состава минеральных топлив. Например, в углях одного месторождения содержание микропримесей может быть различным на разных участках добычи. Удельные выбросы тяжелых металлов и опасных соединений приведены в табл. 2.

Итак, выбросы газообразных (табл. 1) и твердых (табл. 2) компонентов максимальны при сжигании твердого топлива и минимальны — при сжигании природного газа. Однако XXI век неизбежно будет веком угля, поэтому необходимы экологически чистые угольные технологии.

2. ПГУ — экологически чистая угольная технология

Не останавливаясь на существующих перспективных угольных технологиях, претендующих на роль экологически чистых, уделим основное внимание нетрадиционной угольной технологии (ПГУ), представляющей собой процесс превращения угольной массы в горючий газообразный энергоноситель непосредственно на месте залегания угольного пласта [2].

На стадии сжигания образовавшегося газа ПГУ практически исключаются выбросы золы (с 13-17 кг/т у. т. до 0) и сернистого ангидрида (за счет улавливания сернистых соединений при обработке газа ПГУ в наземном химическом комплексе), уменьшается в 1,5-2 раза выход оксидов азота (с 2-5 до 1-1,5 кг/т у. т.).

Таблица 1

Удельные выбросы основных компонентов отходящих газов при сжигании органического топлива, кг/т у. т.

Загрязняющее вещество	Бурый уголь	Каменный уголь	Мазут	Природный газ	Торф
CO_2	3200-3300	2600-2700	2200-2250 (тяжелый) 1900-2100 (легкий)	1600-1700	—
CO	14-55	14-55	3,0-3,5	3-7,5	14-55
NO_x	4,0-6,0	2,5-7,5	1,8-5,0	1,3-4,5	До 30
SO_x	5,0-25,0	1,5-8,0	15,0-40,0	1,4-4,4	1,4-4,4
Твердые частицы	70-100	60-80	—	До 0,1	До 80

Таблица 2

Удельные выбросы тяжелых металлов и опасных соединений при сжигании органического топлива, мг/т у. т.

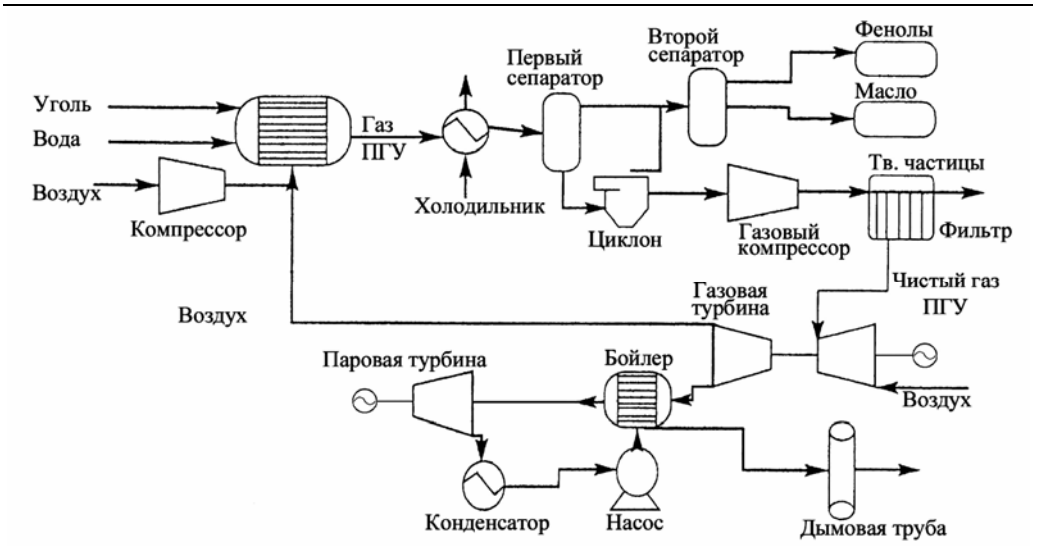
Компонент выбросов	Бурый уголь	Каменный уголь	Мазут	Торф
Бенз(а)пирен	3-10	До 10	2,0-5,0	До 7
Кобальт	30-60	≈ 80	—	-
Кадмий	15-25	≈ 55	≈ 0,02	0,96-1,9
Медь	20-40	≈ 100	—	-
Свинец	130-250	До 25	До 8	До 45
Никель	50-100	≈ 80	До 900	До 10
Цинк	120-200	До 250	≈ 25	До 60
Оксид ванадия	—	—	До 0,216 кг/т у. т.	-
Мышьяк	До 65	До 65	≈ 2,5	3,4-15
Ртуть	0,04-0,17	0,04-0,17	≈ 0,0021	≈ 0,168
Хром	До 380	До 380	До 5	1-5

Примечание. Удельный выброс бенз(а)пирена при сжигании природного газа составляет 0,4-0,9 мг/т у. т.

В рамках рассматриваемой проблемы заманчиво выглядит комплексное электроэнергетическое предприятие “ПГУ-ТЭС”. Теплоэлектростанция и производство газа ПГУ размещаются в непосредственной близости.

При использовании газа ПГУ в турбинной установке особое значение приобретает его чистота. Поэтому в принципиальной схеме на рисунке предусмотрены грубая и тонкая очистка газа ПГУ: два сепаратора, циклон и фильтр.

Для ТЭС электрической мощностью 300 МВт необходима одновременная эксплуатация 60 газоотводящих скважин на воздушном дутье или 20 скважин на парокислородном дутье. При этом дебит одной скважины — 10 тыс. $м^3$/ч, а КПД генерирования электрической энергии принят равным 50%. Тепловая мощность одной скважины подземного газогенератора составляет 10 МВт на воздушном дутье (теплота сгорания газа — 4,0-4,5 МДж/$м^3$) и около 30 МВт на парокисло-



Принципиальная схема комплексного предприятия «ПГУ-ТЭС»

родном дутье (теплота сгорания газа — 10-12 МДж/м^3).

Такие комплексные мероприятия “ПГУ-ТЭС” могут быть широко распространены на крупных и малых (линзовых) угольных месторождениях. Традиционная их шахтная разработка считается нерентабельной и нецелесообразной.

Таким образом, практическая реализация проектов комплексных предприятий “ПГУ-ТЭС” будет эффективно способствовать созданию действительно экологически чистых угольных технологий в топливной электроэнергетике. Кроме того, такие предприятия представляют собой реальные примеры замещения природного газа и мазута углем и продуктами его переработки. Широкое их внедрение, особенно в энергодефицитных районах, существенно повысит долю угля в ТЭБе страны.

Итак, ОАО “Промгаз”, проводя экологические исследования, финансируемые газовой отраслью, имеет конкретные предложения по экологическому обеспечению топливной электроэнергетики.

Особенности новой (более эффективной) технологии ПГУ детально рассмотрены в последней монографии автора [3].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Крейнин Е.В., Михалина Е.С.* Выбросы в атмосферу в электроэнергетике // Экология и промышленность России. — 2002. — № 12. — С. 9-13; 2003. — № 2. — С. 22-26.

2. *Крейнин Е.В.* Уголь как основное органическое топливо XXI века: экологически чистые угольные технологии. // Уголь. — 2003. — № 5. — С. 45-48.

3. *Крейнин Е.В.* Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье. — М.: ООО “ИРЦ Газпром», 2004. 302 с.

Коротко об авторах

Крейнин Е.В – профессор, доктор технических наук, ОАО “Промгаз”.