

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ВЫСШЕЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»



В.А. Баранов
Ю.Т. Хоменко

ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебное пособие

Днепропетровск
НГУ
2015

УДК 553.94(075.8)

ББК 35.513Я7

Б 24

*Рекомендовано редакційною радою НГУ
як навчальний посібник для студентів напряму
підготовки 7(8).090301 Гірництво (протокол № 14/18.2-207
від 11.02.2014).*

Рецензенти:

М.І. Євдошук, д-р геол.-мін. наук, професор (Інститут геологічних наук НАН України, завідувач відділу геології вугільних родовищ);

І.С. Рослий, д-р геол. наук, провідний науковий співробітник (Український державний геологорозвідувальний інститут);

К.К. Софійський, д-р техн. наук, професор (Інститут геотехнічної механіки НАН України, завідувач відділу проблем розробки технологій вугільних родовищ)

Баранов В.А.

Б 24 Оценка газоносности угольных месторождений: учеб. пос. /
В.А. Баранов, Ю.Т. Хоменко; М-во образования и науки Украины, Нац.
горн. ун-т. – Д. : НГУ, 2014. – 160 с.

ISBN 978–966–350–522–0

В соответствии с программой подготовки бакалавров направления «Горное дело» рассмотрены общие вопросы геологии формирования углегазовых месторождений, основные закономерности углефикации, газонакопления; описаны основы формирования и становления газотранспортной отрасли, приведены примеры нетрадиционных энергоносителей, определен порядок выполнения дегазации на угольных предприятиях и методы оценки газоносности угольных месторождений.

Сформулированы учебные цели содержания модулей, которые четко отражают навыки и умения, предусмотренные программой дисциплины «Основы теории транспорта».

Для студентов горных специальностей всех форм обучения.

Згідно з програмою підготовки бакалаврів напряму «Гірництво» розглянуто загальні питання геології формування вуглегазових родовищ, основні закономірності вуглефікації, газонакопичення; описано основи формування й становлення газотранспортної галузі, наведено приклади нетрадиційних енергоносіїв, визначено порядок виконання дегазації на вугільних підприємствах і методи оцінки газоносності вугільних родовищ.

Сформульовано навчальні цілі змістових модулів, які чітко окреслюють навички та уміння, передбачені програмою дисципліни «Основы теории транспорта».

Для студентів гірничих спеціальностей усіх форм навчання.

УДК 553.94(075.8)

ББК 35.513Я7

© В.А. Баранов, Ю.Т. Хоменко, 2015

ISBN 978–966–350–522–0

© Державний ВНЗ «НГУ», 2015

Условные сокращения

АГТ – Автономный генератор топлива

ГТС – Газотранспортная система

ТЭК – Топливо-энергетический комплекс

ГКЗ Украины – Государственный комитет по запасам Украины

ТТГ – Тоналит-трондьемито-гранодиоритовая кора

Введение

Одна из наиболее важных и острых проблем любой страны в третьем тысячелетии – это проблема энергетики. Без ее решения в стране невозможно успешно развивать промышленность, сельское хозяйство, транспорт и другие отрасли производства. За последнее столетие количество населения на планете утроилось, а энергетические ресурсы сокращаются с каждым годом.

В настоящее время энергоснабжение большинства стран основывается на существующих в этих странах ресурсах. Для одних стран – это газ или нефть, для других – уголь или атомная энергетика. Украина имеет значительные энергетические ресурсы как органических (уголь, нефть, газ, биолиты, торф), так и неорганических (урановое сырье, нетрадиционные источники энергии) источников. В настоящее время уголь и урановое сырье дают Украине основную часть электроэнергии. Углеводородов (нефть, газ) добывается небольшое количество, а экспортировать энергоресурсы – дорого.

В учебном пособии кратко изложены геологические основы не только газотранспортной системы угольной промышленности, но и геологические основы энерготранспортных систем. Если в XIX веке основными источниками энергии были дрова и уголь; в XX – нефть, газ и ядерная энергетика, то в XXI веке это могут быть как традиционные источники энергии, так и нетрадиционные.

В первой главе кратко изложена история формирования Солнечной системы, Земли, земной коры и биосферы. Показана закономерная взаимосвязь всех процессов, происходящих в космосе вообще и на нашей планете, в частности.

Вторая глава посвящена образованию, преобразованию и накоплению органического и радиоактивного вещества – основных источников современной энергетики. Показан круговорот углерода в природе, приведена генетическая классификация горючих ископаемых.

В третьей главе представлена краткая история образования и становления топливно – энергетического комплекса Украины по таким основным направлениям как угольная, нефтяная, газовая промышленность, электроэнергетика и основные проблемы развития данного комплекса.

Четвертая глава посвящена предприятиям газоснабжения и газификации Украины. Газотранспортная система страны включает подземные газохранилища, газовые магистрали различного назначения, газоизмерительные и газораспределительные станции обслуживания этой системы.

В пятой главе приведены данные о формировании газотранспортной системы в разных регионах, на западе Украины, в ее восточных и южных регионах. Становление газотранспортной системы происходило в районах добычи энергетического сырья, постепенно распространяясь в другие регионы. Приведены данные о добыче, транспортировании, хранении газа, показана необходимость стандартов в отрасли, нормативов потребления.

Шестая глава посвящена проблемам учета газа посредством внедрения приборов и оборудования, ценовой политике, уменьшению

непроизводственных затрат газа, энергосбережению, формированию ценовой политики в перспективе.

В седьмой главе представлены материалы по развитию использования газа угольных шахт, их дегазации и последующей утилизации шахтного и угольного газа. Показаны основные направления и задачи выполнения дегазации на угольных шахтах.

Восьмая глава посвящена строительству первой в нашей стране когенерационной электростанции на базе шахты им. А.Ф. Засядько, где угольный и шахтный метан утилизируется с получением коэффициента полезного действия более 90 %.

В девятой главе перечислены основные альтернативные виды источников энергии: солнечная, ветровая, с использованием теплогенераторов, принципа осмоса, тепла грунтовых вод, подземной газификации угля, возобновляемых источников энергии.

В десятой главе представлены материалы по оценке газоносности угольных месторождений, начиная с разведочных работ, оценки ресурсов и запасов, и заканчивая методикой подсчета и подготовкой месторождений к промышленному освоению.

Учитывая приведенные тенденции развития энергетики в мире вообще и Украине, в частности, выпускник НГУ должен ориентироваться в данном направлении, совершенствовать и пополнять свои знания и понимать, что мы живем в постоянно меняющемся мире.

1. КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ЗЕМЛИ И ЖИЗНИ НА НЕЙ

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен знать основные этапы формирования Земли.

В разделе изложены гипотезы образования Солнечной системы и Земли, формирования земной коры, появление биосферы и развитие жизни в ней.

1.1. Ранняя история Земли

Среди известных нам геологических фактов нет таких, которые бы по мнению ученых, указывали на представления о расплавленной некогда планете, охлаждении и сжатии земного ядра. Поэтому они должны быть отброшены. Выяснилось, что наиболее вероятным путем формирования Земли следует признать образование ее из холодного допланетного вещества, что возрастание температуры с глубиной, служившее ранее доказательством правильности лапласовской, а, следовательно, и контракционной гипотезы, может быть объяснено и другими процессами, в частности распадом радиоактивных элементов. Радиоактивное тепло не только может препятствовать охлаждению Земли, но способно повышать ее температуру. Становление Солнечной системы происходило в три стадии: образование газопылевого диска вокруг новорождённого Солнца, вероятно, под импульсом взрыва Сверхновой звезды, гравитационное стягивание материала этого диска в относительно крупные тела – планетезимали, подобные современным астероидам, формирование под влиянием гравитации вокруг наиболее крупных из планетезималей зародышей планет. Это подтверждается открытием в последние годы планетных систем, подобных нашей Солнечной. Ныне известно более 270 таких «экзопланет», но до последнего времени это были планеты-гиганты, подобные Юпитеру и Сатурну, и только совсем недавно была открыта планета «земного» размера [39].

Наша Земля образовалась, по современным данным, около 4,6 млрд. лет назад. Аккреция слагающего её материала, то есть рост от центра к периферии продолжалась и после этой даты, и к 100 млн. лет после рождения её размеры достигли 99 % современных. Масса Земли (M) равна $5,98 \times 10^9$ триллионов т, средняя масса 1 см^3 вещества Земли равна 5,52 г. Поскольку измеряемая прямыми методами плотность горных пород вдвое меньше, ясно, что вещество в глубоких недрах Земли должно иметь плотность заметно больше указанной средней цифры. Средняя плотность земной коры принимается равной $2,8 \text{ г/см}^3$ [23, 40].

Начало истории планеты, продолжительностью порядка 500 млн. лет, остается наименее расшифрованным из-за отсутствия на поверхности Земли пород возрастом более 4 млрд. лет. Единственным до настоящего времени фактическим свидетельством событий того периода служат обломочные цирконы, обнаруженные в архейских кварцитах Западной Австралии. Другими косвенными показателями условий можно считать породы, сохранившиеся на Луне, с возрастом до 4,35 млрд. лет. Данные ныне интенсивно используются

для восстановления событий этого периода, названного штатовским учёным П. Клаудом «хадея».

Судя по весьма неполной информации, на Земле в это время произошли события, во многом определившие её дальнейшую судьбу: образование жёсткого ядра, расплавленного слоя толщиной до 1000 км в мантии, названного «магматическим океаном», первичной, очевидно, базальтовой коры и первичной же атмосферы, но, самое главное – возникновение рядом с Землёй Луны. Широкое признание получила выдвинутая в 1971 г. учёными США Хартманом и Дэвисом гипотеза «гигантского импакта» – образования Луны за счёт вещества выброшенного в околоземное пространство при падении на молодую Землю тела размером с Марс. Время этого события, возможно, спровоцировавшего формирование ядра и появление магматического океана, определялось с использованием Hf-W геохронометра по лунным породам в 4,5 млрд. лет. Получалось, что перечисленные выше события произошли в первые 100 млн. лет существования нашей планеты. Однако в 2007 г. появилась работа, доказывающая ошибочность первоначальной оценки возраста Луны в связи с недоучётом влияния на сохранность Hf-W системы облучения лунных пород космическим излучением. Авторы работы пришли к выводу, что Луна не могла возникнуть ранее 4,6 млрд. лет и образовалась, возможно, значительно позже, примерно 4,25 млрд. лет назад, что совпало с более ранними данными, полученными по Sm-Nd хронометру. Оказалось, что соотношение изотопов W, как и ранее определённое соотношение изотопов O в лунных породах, сходно с таковыми в древнейших земных породах, что указывает на более близкое родство Земли и Луны, чем допускает гипотеза гигантского импакта. Эти данные подтверждают взгляды некоторых ученых (А.А. Маракушев, Э.М. Галимов), считающих образование Луны побочным эффектом становления Земли; подобно спутникам Юпитера или Сатурна.

С другой стороны, изучение древнейших австралийских обломочных цирконов с определением изотопии кислорода и состава редких и рассеянных элементов привело к неожиданным выводам о том, что уже 4,4-4,3 млрд. лет назад поверхность Земли охладилась до возможности появления жидкой воды, что могло способствовать появлению магматических пород кислого состава – гранитоидов, то есть коры континентального типа. Эти выводы встретили довольно серьёзные возражения, но в 2007 г. было сделано новое открытие – в зерне циркона с возрастом 4,3 млрд. лет был обнаружен кристалл алмаза. Как известно, алмазы образуются при высоких давлениях, господствующих в низах континентальной литосферы. Поэтому, если только не допустить маловероятное более позднее попадание алмаза в циркон, налицо ещё одно свидетельство очень ранней дифференциации Земли и ее расслоения на оболочки – геосферы.

К концу хадея первичная атмосфера, образованная за счет выделения газов из планетезималей при их соударении и с некоторой добавкой вещества солнечного происхождения, должна была заместиться атмосферой, возможно сильно обогащенной метаном, являвшейся уже продуктом дегазации мантии в процессе вулканической деятельности. Это изменение также связывают с

«гигантским импактом». Завершающим же событием хадея должна была явиться интенсивная бомбардировка Земли, которая, по аналогии с Луной, должна была достигнуть максимума 3,9-3,8 млрд. лет назад. Но была ли эта бомбардировка ответственна за исчезновение с лица Земли пород древнее 4 млрд. лет? Скорее всего, нет. Более вероятно предположение об их переплавлении в результате «переворота» пород в магматическом океане. Нечто подобное должно было произойти и на Венере примерно 500 млн. лет назад, где породы древнее этой даты также отсутствуют.

На рубеже примерно 4 млрд. лет Земля вступила в новый – архейский – этап эволюции, нашедший своё отражение в её «каменной летописи». Однако, хотя породы с раннеархейским, прежде катархейским возрастом 4,0-3,5 млрд. лет найдены на всех континентах, они практически повсеместно представлены гранитогнейсами ювенильного происхождения – юный, первичный, эндогенный – первоначально прозванными «серыми гнейсами». Исключением является юго-западная Гренландия, где на поверхности обнажаются супракрустальные – возникшие на поверхности Земли – осадочно-вулканогенные породы возрастом 3,9-3,8 млрд. лет – кремни граувакки, железистые кварциты, базальты. Они образовались в водной среде, то есть являются свидетельством существования гидросферы. Если учесть, что среди пород возрастом 3,5 млрд. лет известны карбонаты биогенного происхождения, а также породы, обладающие первичной намагниченностью, можно утверждать, что к началу среднего архея, прежде раннего – 3,5 млрд. лет – оболочечное строение Земли в основном было сформировано. По некоторым данным, к этому же времени обособилось и внутреннее твердое ядро планеты. Иными словами начался известный в физике процесс конвекции – теплоперенос – по мнению ученых, продолжающийся и по сей день. Окончание конвекции будет означать фактически аннигиляцию Земли, иными словами переход планеты в другое структурное состояние. Процесс конвекции легко наблюдать при кипячении воды в стакане кипятильником – теплое вещество уходит вверх, холодное вниз, пока в воде не разорвутся все связи и видимая граница не достигнет дна – вода не закипит.

Особую проблему составляет происхождение протоконтинентальной, точнее, тоналит-трондьемито-гранодиоритовой (ТТГ) коры. Дело в том, что прямое выплавление такой коры из мантии перидотитового состава невозможно. Сначала должна вылавиться магма основного базальтового состава, преобразуемая в амфиболит, а уже из него, с добавлением воды, может образоваться порода типа ТТГ. Вопрос в том, в каких геодинамических условиях это происходит. Исследователи предлагают разные модели. Наиболее вероятно, что первоначально в результате подъёма мантийного плюма формируется линза утолщённой океанской коры, проявленная на поверхности в виде вулканического плато, а затем в основании этой линзы начинается плавление её материала при участии воды из пододвигающейся под неё дегидратированной коры. Подобный протоконтинент, как предполагают некоторые исследователи (В.М. Моралев, М.З. Глуховский), образовался в экваториальной зоне, где этому способствовала центробежная сила, связанная с

осевым вращением Земли. Затем протоконтинент мог расколоться, и его фрагменты могли войти в состав будущих континентов. Возможно, что этот процесс повторялся дважды, на рубежах 3,5 и 3,0 млрд. лет.

В течение среднего, прежде раннего, и позднего архея, то есть между 3,5 и 2,5 млрд. лет, произошёл переход от господства тектоники плюмов к тектонике плит. Недавно появившиеся данные свидетельствуют о явном проявлении тектоники плит в позднем архее. Об этом говорит обнаружение в Карелии и Китае офиолитов – комплекс эффузивных и интрузивных пород, с типичным для зон спрединга – раздвигание плит с образованием новой коры – комплексом параллельных даек, а также обнаружение сейсмических зон пологих разломов, наклонённых под древние вулканические дуги – вероятных зон палеосубдукции – поддвигание одних блоков под другие. Найдены также характерные для зон палеосубдукции вулканиды – бониниты. Конечно, архейская тектоника плит должна была отличаться от неопротерозойско-фанерозойской: крупных плит не было, зоны субдукции были пологими, слэбы – пластинки провалившихся вниз пород – не только выделяли флюиды, но и подвергались полному плавлению. Мощность коры, выплавляемой в зонах спрединга, была гораздо выше мощности современной коры из-за более высокой температуры мантии.

К концу архея, благодаря аккреции (разрастанию) вулканических дуг и океанских плато к обломкам протоконтинента, образуются крупные гранит-зеленокаменные блоки – эократоны, в пределах которых мощность коры и литосферы достигает современных величин. Плавление нижней коры порождает новое поколение «нормальных» каликатровых гранитов. Затем появляются щелочные интрузии. Они свидетельствуют о переходе к общемантийной конвекции. Именно это могло повлечь за собой образование на рубеже архея и протерозоя первого настоящего суперконтинента – Пангеи 0. На поверхности в первую половину палеопротерозоя накапливались в основном континентальные осадки и вулканиды, а его литосфера стала достаточно «жесткой» для образования рифтов и дайковых роев. Во второй половине данного эона (надэры), видимо, в процессе перехода к двухъярусной конвекции, произошло раздробление суперконтинента. Между его сиалическими (Si и Al внешняя оболочка земной коры) обломками возникли линейные бассейны с океанской корой. В конце эона, на рубежах 1,9 и 1,7 млрд. лет, в ходе двухфазной коллизии (столкновения), очевидно, под действием общемантийной конвекции эти бассейны замкнулись и установились орогены, вновь спаявшие обломки Пангеи 0 в новый суперконтинент Пангею I – Мегагею, или Колумбию. Литосфера Колумбии оказалась еще более жесткой и хрупкой, чем у ее предшественницы, и поднимающаяся к ее основанию магма суперплюма вызывала частичное плавление коры с образованием плутонов, гранитов – рапакиви. Начиная с 1400 млн. лет литосфера пронизывалась трубками алмазоносных кимберлитов (Л.Н. Когарко). На рубеже середины мезопротерозоя Колумбия распалась, а к рубежу мезо- и неопротерозоя, к 1,0 млрд. лет возродился суперконтинент, названный Родинией.

С этого времени тектоника плит «заработала» по современному образцу. Дальнейшая история Земли включает: распад Родинии и образование Тихого океана и океана Тетис (около 750 млн. лет назад); становление мегаконтинента Гондвана и, может быть, суперконтинента Паннотия (около 540 млн. лет назад); океана Япетус и его замыкания; образование мегаконтинента Лаврусия (около 400 млн. лет назад); объединение Лаврусии и заместившей ее Лавразии с Гондваной в последний суперконтинент – классическую вегенеровскую Пангею (320 млн. лет назад); распад и образование современных океанов – Атлантического, Индийского и Северного Ледовитого.

Более детальную информацию в этом направлении можно получить из статьи В.П. Трубицына «Основы тектоники плавающих континентов» [38].

Выводы. Наиболее вероятным путем формирования Земли следует признать образование ее из холодного допланетного вещества. Становление Солнечной системы происходило в три стадии: образование газопылевого диска вокруг новорождённого Солнца, вероятно, под импульсом взрыва Сверхновой звезды, гравитационное стягивание материала этого диска в относительно крупные тела – планетезимали, подобные современным астероидам, формирование под влиянием гравитации вокруг наиболее крупных из планетезималей зародышей планет. Земля образовалась около 4,6 млрд. лет назад. Аккреция слагающего её материала, то есть рост от центра к периферии, продолжалась и после этой даты, и к 100 млн. лет после рождения её размеры достигли 99 % современных. Масса Земли (М) равна $5,98 \times 10^9$ триллионов т, средняя масса 1 см^3 вещества Земли – 5,52 г. К концу хадея первичная атмосфера, образованная за счет выделения газов из планетезималей при их соударении и с некоторой добавкой вещества солнечного происхождения, должна была заместиться атмосферой, возможно сильно обогащенной метаном, являвшейся уже продуктом дегазации мантии в процессе вулканической деятельности. К началу среднего архея, прежде раннего – 3,5 млрд. лет – оболочечное строение Земли в основном было сформировано. К этому же времени обособилось и внутреннее твердое ядро планеты. Вода появилась около 4 млрд. лет назад.

1.2. Глубинная геодинамика

Вторая половина XX века характеризовалась последовательным освоением всё более глубоких недр Земли. Этот прогресс был обязан в основном успехам сейсмологии, которые обеспечивались непрерывным совершенствованием компьютерной технологии. 50-60-е годы стали определяющими в изучении земной коры, когда в СССР был разработан метод глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ – Г.А. Гамбургер и др.) и подтверждено существование астеносферного слоя (Б. Гутенберг), в 60-е годы появился международный проект верхней мантии (В.В. Белоусов), родилась наука о тектонике литосферных плит, а в конце 70-х годов с появлением сейсмотомографии (А. Дзевонски), открывшей возможность более детального изучения не только верхней, но и нижней мантии, возникла глубинная

геодинамика (Л.П. Зоненшайн). И, наконец, к исходу столетия учёные заинтересовались внутренним, твёрдым ядром Земли. Оно оказалось анизотропным и вращающимся быстрее остальной планеты [39].

В настоящее время важной проблемой в области глубинной геодинамики является строение и процессы, происходящие в пограничном между мантией и ядром слое D" (D – дубль прим), играющие важную роль в тектоно-магматической активности всех вышележащих геосфер. Существуют три подхода к изучению слоя D": сейсмотомографический, по которому устанавливаются границы слоя, физические свойства слагающего его вещества в вертикальном и латеральном разрезе; минералогический, по которому экспериментально определяют его минеральный состав, зная температуру и давление, господствующие в нём; изотопно-геохимический, предназначенный для определения химического состава выносимых из него восходящими мантийными течениями магматических продуктов. Что же удалось узнать об этом примечательном слое?

Слой D" имеет мощность порядка 200 км. Его верхняя граница лежит на глубине около 2700 км и является неровной. Недавно установлено, что его минералогический состав отличается от состава остальной нижней мантии, сложенной метасиликатом магния и кальция – перовскитом. Этот характерный только для D" минерал назван пост-перовскитом и обладает своеобразной внутренней структурой. Очень важно, что фазовый переход пост-перовскита в перовскит с понижением давления является экзотермическим (с выделением тепла). Не менее важно, что в самом основании D" выявлен прерывистый слой резко пониженных скоростей сейсмических волн – ULVZ в котором, ученые (С. Лабросе и др.), усматривают присутствие магматических камер, остаточных от первичного «магматического океана». Другой примечательной особенностью слоя D" является его резкая латеральная неоднородность, которая не может быть объяснена только разностью температур, но заставляет думать и об изменчивости химического состава. Есть серьёзные основания полагать, что холодные высокоскоростные участки D" отвечают могильникам «слэбов», то есть местам конечного захоронения литосферных пластин, испытавших глубокую субдукцию; это подтверждается данными томографии: они свидетельствуют о том, что первоначально слэбы задерживаются и скапливаются в переходном между верхней и нижней мантией слое, лежащем на глубине 410-660 км, а затем периодически лавинообразно обрушиваются в более глубокую мантию достигая слоя D".

Горячие, низкоскоростные участки D" рассматриваются как отвечающие корням мантийных струй – плюмов, поднимающихся из мантии и достигающих поверхности Земли, где наиболее крупные из них (суперплюмы) создают огромные поля основных лав – траппов, подобных Тунгусской трапповой провинции, возникшей на рубеже перми и триаса. Концепция плюмов (их проекция на поверхности Земли именуется «горячими точками», а LP'ам отвечают «горячие поля Зоненшайна-Кузьмина») была выдвинута Дж.Т. Виконом в 1963 г. и развита В.Дж. Морганом в 1971 г. для объяснения внутриплитного магматизма океанов.

Не все геологи и геофизики признают концепцию плюмов пригодной для объяснения внутриплитного магматизма. В России к таким скептикам относятся С.А. Ушаков и О.Г. Сорохтин, в США Д. Андерсон и У. Гамильтон, которые усматривают источник магматизма в верхней мантии, в астеносфере, то есть ненамного глубже, чем источник магматизма срединноокеанских хребтов. Однако, последний, питается очагами в деплетированной мантии, истощённой литофильными элементами, а внутриплитный требует участия расплавов, близких, если не тождественных по составу к примитивной мантии Земли, чем и вызваны поиски в глубинах современной мантии резервуара такого вещества. Первоначально, в качестве хранилища, рассматривалась вся нижняя мантия, начиная с глубины 660 км. Но теперь выяснили, что деплетированной является не только верхняя, но и значительная часть нижней мантии до глубины около 1700 км, так что резервуар надо искать гораздо глубже: некоторые ученые доходят в его поисках до слоя ULVZ в основании D". Но в последнее время, после открытия в лавах вулканов Гавайских островов материала корового происхождения, приобрела популярность гипотеза его «рециклинга», то есть участия в плюмовом магматизме вещества океанской или даже континентальной коры, субдуцированных до слоя D" слэбов такой коры. Эта гипотеза «материализовалась» благодаря уникальному исследованию, проведённому международным коллективом учёных из 10 стран под руководством члена-корреспондента РАН А.В. Соболева. Участники этой работы на основе оригинальной методики изучили содержание некоторых характерных элементов (Ni, Ca, Mn) в оливинах вулканов, приуроченных к различным геодинамическим обстановкам и расположенных в различных регионах мира. Оказалось, что источники их «питания» содержат рециклированный коровый материал в различных пропорциях – от практически 100 % содержания в Тунгусских траппах до 0 % в лавах некоторых внутриокеанских островов. При этом заметные содержания корового материала обнаружались в тунгусских траппах.

Вероятно, плюмы питаются не только рециклированной океанской корой. Присутствие в их составе повышенного содержания металлов платиновой группы и нерадиогенного гелия трактуется некоторыми исследователями как признак их поступления из внешнего ядра. Вообще определённый обмен веществом, видимо, путём диффузии на границе мантия/ядро весьма вероятен. Таким образом, питательный материал плюмов может иметь три источника: собственно вещество слоя D", в особенности его базального горизонта ULVZ; рециклированная кора, в основном океанская; некоторый приток вещества из внешнего ядра. Отсутствие рециклированного корового материала в лавах некоторых вулканов океанических островов указывает на то, что далеко не все плюмы имеют корни, достигающие основания мантии. Они могут лежать выше, а одним из уровней их генерации может быть кровля нижней (по другой терминологии средней) мантии. Именно там предполагаются скопления слэбов, приводящие в дальнейшем к их обрушению в нижнюю мантию и к смене отдельной верхне- и нижнемантийной конвекции общемантийной, ведущей в конечном счете к формированию суперконтинентов. Эта достаточно логичная

концепция, полностью прошедшая математическое моделирование Л.И. Лобковского и В.М. Котёлкина (ИО РАН), недавно подверглась сомнению в связи с получением и обобщением В.П. Трубицыным (Тектоническое совещание 2008 г.) данных о гораздо меньшем контрасте реологических свойств мантии на границе 660 км. Однако новейшие данные сейсмической томографии, в частности, касающиеся западно-тихоокеанской зоны субдукции, погружающейся под Восточный Китай, свидетельствуют об обнаружении следов океанской коры, «застывших» в переходной зоне от нижней к верхней мантии (С. Мурдма и др.).

Выводы. 50-60-е годы стали определяющими в изучении земной коры, когда был разработан метод глубинного сейсмического зондирования и подтверждено существование астеносферного слоя, в 60-е годы появился международный проект верхней мантии, родилась наука о тектонике литосферных плит, а в конце 70-х годов с появлением сейсмотомографии, открывшей возможность более детального изучения не только верхней, но и нижней мантии, возникла глубинная геодинамика. И, наконец, к исходу столетия учёные заинтересовались внутренним, твёрдым ядром Земли. Оно оказалось анизотропным и вращающимся быстрее остальной планеты. Общее строение Земли такое: земная кора около 100 км, астеносфера (вязкое вещество небольшой мощности – до 20-30 км), мантия, имеющая несколько слоев и ядро (внешнее и внутреннее).

1.3. Взаимодействие оболочек Земли

Самое активное воздействие на внешние оболочки – атмосферу, гидросферу, литосферу – оказывает биосфера. Со времени её появления – 3,5 млрд. лет назад (возможно, и значительно раньше) – её влияние на окружающую среду всё возрастало и достигло кульминации с появлением человека. Происхождение биосферы представляет одну из двух величайших загадок естествознания, наряду с происхождением Вселенной. Обе версии, ныне оживлённо дискутируемые, возникновение жизни на Земле или её занос из Космоса, наталкиваются на принципиальные противоречия. Первая не может ответить на вопрос: каковы же были те неповторимые условия, в которых из неживого вещества возникло живое? Перед второй версией, казалось бы, подкрепляемой находками сложных органических соединений в метеоритах и кометах и даже следов живых организмов в метеоритах, встаёт тот же вопрос, но относящийся к Космосу. Дальнейшая эволюция земной биоты ставит перед наукой немало вопросов, которые нельзя решить без участия геологов. Почему (с раннего архея) в течение более 2 млрд. лет совокупность живых организмов на Земле ограничивалась прокариотами (безъядерные клетки), сине-зелеными водорослями, бактериями, затем спустя 2,5 млрд. лет (в позднем Протерозое (Рифее)) – Протозоя – одноклеточные) появились эукариоты (эукариоты – с ядром), далее Метазоя (многоклеточные), а затем около 600 млн. лет назад (Палеозой, Кембрий) произошла вспышка жизни: появилась эдиакарская фауна мягкотелых беспозвоночных, а ещё через 0,5 млн. лет – новая вспышка,

приведшая к возникновению всего разнообразия фауны фанерозоя (фанерос – явный, зоэ – жизнь, Chedwick, 1930 – совокупность палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп)? Да и в течение самого фанерозоя происходили неоднократные, порой резкие обновления состава биоты, причины которых трактуются весьма неоднозначно: то ли это следствие внезапного оживления вулканической деятельности, вызванного подъёмом мантийных плюмов, то ли следствие падения на Землю крупных метеоритов и даже астероидов, то ли и то, и другое вместе. Не вполне ясен и механизм эволюции биоты, приведшей от бактерии к человеку. Классический Дарвинизм, даже подправленный генетикой и элементами ламаркизма, не удовлетворяет учёных [23, 40].

Жизнь могла появиться только тогда, когда в архее температура снизилась до 90°C , поскольку температурная граница существования живой материи лежит у этой температуры. Выше ее белки разрушаются. Возможно, прокариоты и эукариоты развивались в горячих водах и только после некоторого (какого?) остывания начали появляться мягкотелые беспозвоночные [2, 19, 39].

Ученого интересуют не столько причины появления и развития биосферы, сколько их результаты, а они весьма значительны. По существу, не только осадочный, но и современный гранитно-метаморфический слой земной коры, составляющий основу континентов, сформирован отчасти благодаря деятельности живых организмов. Им же принадлежит огромная роль в изменениях климата. Согласно теории британского учёного Дж. Лавлока, биота не только испытывает влияние климата, но и выступает его регулятором, не допуская резких колебаний температуры или содержания кислорода в атмосфере. По его мнению, благоприятные условия для развития жизни на Земле созданы не оптимальным её расстоянием от Солнца, а во многом ею самой. С этой точки зрения, Киотский протокол (ограничение вредных выбросов в атмосферу) – это лишь наглядная попытка человечества участвовать в подобном процессе.

Ещё одна проблема, связанная с Землёй в целом, – это роль её осевого вращения и обращения по околосоляной орбите. Роль этого фактора в геодинамике в прошлом недооценивалась, хотя, с другой стороны, отдельные учёные неправомерно пытаются придать ему решающее значение. Прежде всего, очевидно, что вращение Земли порождает западный, а в сочетании с конвекцией и северный (М.А. Гончаров) дрейф материков, а также сказывается в асимметрии окраин Тихого океана и меридиональных отрезков срединно-океанских хребтов. Неравномерность этого вращения приводит к изменению формы геоида, которое сказывается на водной оболочке, вызывая противоположные по знаку в полярной и экваториальной областях трансгрессии и регрессии моря. Они же порождают напряжения в коре и литосфере, создающие так называемую регматическую сеть разломов и трещин, ориентированных ортогонально или диагонально по отношению к оси координат (К.Ф. Тяпкин).

Периодические изменения параметров вращения Земли – наклона её оси, прецессии, эксцентриситета орбиты – приводят к циклическим изменениям

климата. Это впервые предположил сербский учёный М. Миланкович, объясняя чередования ледниковых и межледниковых эпох в четвертичном периоде, а много лет спустя его гипотеза нашла полное подтверждение и дальнейшее развитие. Оказалось, что цикличность М. Миланковича с периодами в 20, 40, 100, 400 и даже 1,2 млн. лет проявляется в осадочных толщах не только ледниковых и четвертичных, но самого различного генезиса – угленосных, соленосных, флишевых с возрастом вплоть, до позднедокембрийского.

Выводы. Биосфера появилась около 3,5 млрд. лет назад (возможно, и значительно раньше). Её влияние на окружающую среду всё возрастало и достигло кульминации с появлением человека. Происхождение биосферы представляет одну из двух величайших загадок естествознания, наряду с происхождением Вселенной. Обе версии, ныне оживлённо дискутируемые, – возникновение жизни на Земле или её занос из Космоса – наталкиваются на принципиальные противоречия. Первая не может ответить на вопрос: каковы же были те неповторимые условия, в которых из неживого вещества возникло живое? Перед второй версией, казалось бы, подкрепляемой находками сложных органических соединений в метеоритах и кометах и даже следов живых организмов в метеоритах, встаёт тот же вопрос, но относящийся к Космосу. Около 600 млн. лет назад произошла вспышка жизни на земле и этот последний период называется фанерозой (период явной жизни).

1.4. Земля и окружающий Космос

Земля не изолирована от окружающего Космоса – ближнего, включающего соседей по Солнечной системе и само Солнце, и дальнего – нашу Галактику и всё за её пределами. Иными словами, Земля является открытой системой, что очень важно при определении ее энтропийных процессов. Естественно, что наибольшее влияние на Землю оказывают её ближайшие соседи, в первую очередь Луна, составляющая с ней как бы двойную планету. Это воздействие выражается в твёрдых приливах, которые были наиболее интенсивны на ранних этапах развития, когда Луна находилась на более близком расстоянии от нашей планеты. Однако, вопреки недавно господствовавшим представлениям, влияние продолжалось и позднее. Твёрдые приливы не рассеиваются в литосфере, как происходит с морскими приливами, а вызываемые ими напряжения накапливаются и приводят к деформациям литосферы. К тому же, как показал Ю.Н. Авсюк, удаление Луны от Земли не монотонно, а периодически сменяется некоторым сближением планет, и это может служить объяснением цикличности тектогенеза (циклы Г. Штиле и А. Бертрана).

Гравитационное воздействие Солнца также является одной из причин твердых приливов, хотя и меньшего масштаба, чем лунные. Колебания в интенсивности поступающего на Землю солнечного излучения играют весьма существенную роль в климатических изменениях. В отличие от лунных приливов, его интенсивность нарастала в истории Земли. По некоторым

данным, в современную эпоху оно на 30 % превосходит первоначальную величину.

Интересна обнаруженная учеными корреляция между 11- и 22-летними циклами солнечной активности и изменениями климата Земли, к которой следует добавить её распространение на сейсмическую и вулканическую активность. При этом установлено (Э.Н. Халилов, В.Е. Хаин), что пики активности вулканов противоположных геодинамических обстановок – зон растяжения литосферы (рифтинга, спрединга) и зон ее сжатия (субдукции, коллизии) – находятся в противофазе. Это может указывать на пульсацию объёма Земли, чередование её сжатия и расширения.

Наиболее яркое проявление воздействия на нашу планету окружающей космической среды представляют метеоритно-астероидно-кометные бомбардировки. Следы последних, импактные кратеры (астроблемы), во всё большем числе (сейчас известно более 100) открываются не только на суше, но и под водой. Источником метеоритов и астероидов в основном является пояс астероидов между Марсом и Юпитером, а комет – пояс Койпера на внешней границе Солнечной системы, но, возможно, не только он. Многие исследователи считают именно эти бомбардировки и вызываемые ими изменения среды обитания биоты ответственными за её периодические массовые вымирания. Д. Эббот и Э. Ислей из США выдвинули смелую гипотезу, согласно которой импакты провоцируют подъём суперплюмов и образование плато-базальтовых полей трапповых провинций, что в сочетании приводит к резким и губительным для живых организмов климатическим изменениям. Однако эта гипотеза не нашла геохронологического подтверждения. За рамками перечисленных важных, но относительно частных проблем остаётся одна большая нерешённая проблема: какова причина многопорядковой цикличности всех геологических процессов? Она не находит объяснения в эндогенной динамике Земли, тем более что пример 22-летних циклов показывает общность земной цикличности с солнечной. Это касается и циклов М. Миланковича, причина которых, казалось бы, известна – изменения параметров вращения Земли, но какова первопричина их циклического изменения? Это заставляет исследователей рассматривать внешние факторы.

Уже давно было обращено внимание на близкое совпадение продолжительности тектонических Циклов (циклы А. Бертрена) с продолжительностью обращения Земли в составе Солнечной системы по галактической орбите – с так называемым галактическим годом, продолжающимся около 220 млн. лет. Действительно, перемещаясь по этой орбите, то удаляясь, то приближаясь к центру Галактики, наша планета испытывает различное по величине гравитационное воздействие, что не может не отражаться на её динамике. Согласно А.А. Баренбауму [2], Земля не только испытывает разномасштабное гравитационное воздействие, но и пересекает исходящие из центральной области Галактики спиральные пылегазовые облака, что также оказывает определённое воздействие. Это представление, гипотетическое, как и развиваемая тем же исследователем концепция бомбардировки Земли кометами галактического происхождения.

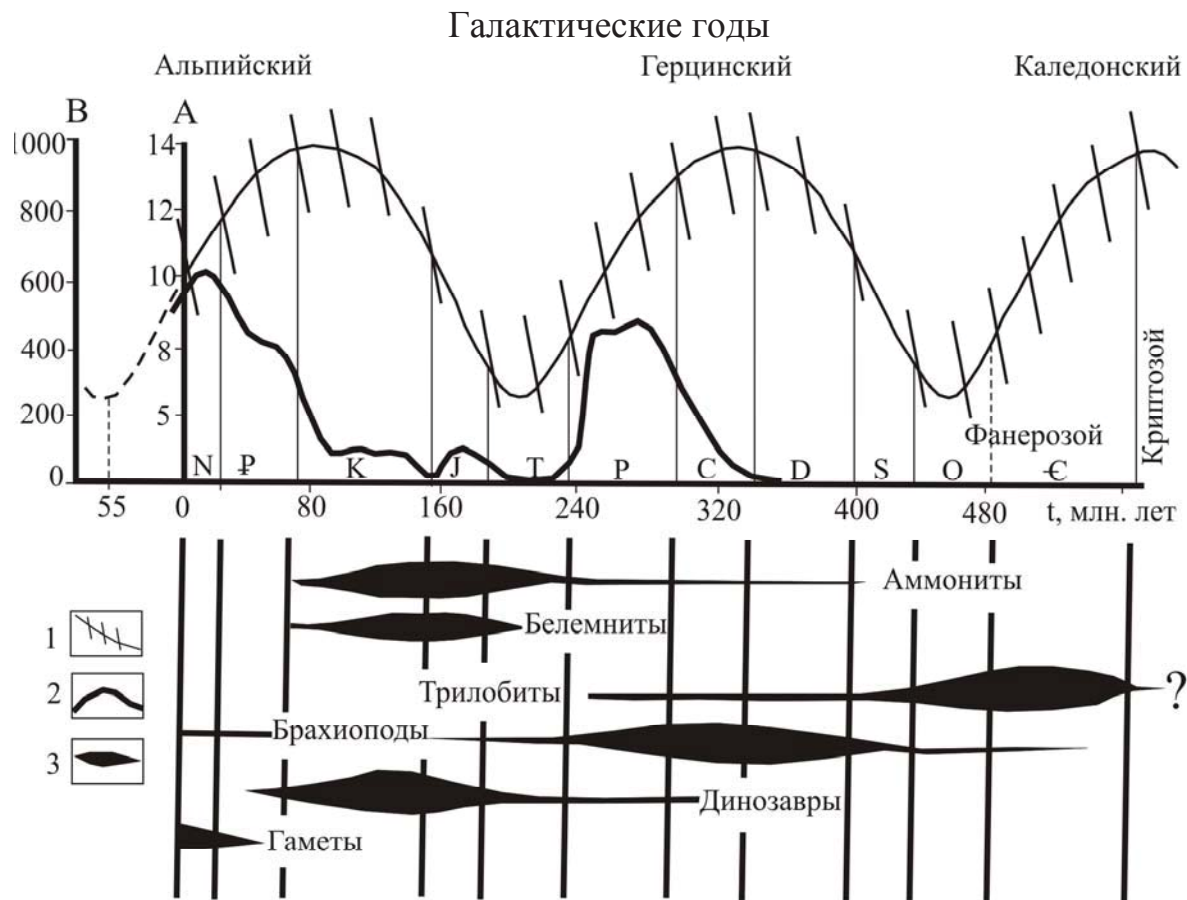
Не менее гипотетичны мысли о существовании и воздействии на Землю длинных гравитационных волн космического происхождения, высказанные украинским ученым И.В. Карпенко и азербайджанским – Э.Н. Халиловым. Существование подобных волн, предсказанное физиками, связывается в настоящее время со столкновением галактик или исчезновением их в чёрных дырах. На подтверждение этой гипотезы сейчас направлены усилия астрофизиков. Недавно штатовские астрономы обнаружили квадрупольную деформацию Земли, которая может быть вызвана именно такими волнами. С их помощью И.В. Клименко объяснил происхождение крупномасштабных тектонических циклов Вилсона, Бертрана и Штилле. Недавно вышла книга О.В. Петрова «Диссипативные структуры Земли», в котором предлагается новая концепция развития планеты, основанная на идеях неравновесной термодинамики [30].

О галактической цикличности писал известный палеонтолог из Ростова А.И. Егоров [19]. Изучение пространственного и временного изменения накопления торфоугольной массы в течение галактических годов [20], т.е. менявшихся условий существования растительного покрова планеты, выявило важную роль Космоса, строгую приуроченность эпох с благоприятными условиями к весенне-летним «сезонам» галактического года (рис.1.1а). В герцинский галактический год сезон благоприятных условий охватил вторую половину карбона и перми, в альпийском году, после почти полного исчезновения растительного покрова в триасе, в юрском периоде и в первой половине мелового. Но во много раз более богатая растительность была в конце мела и в кайнозое.

Об этом можно судить по тому, что в этот исторический период торфа накопилось в четыре раза больше, чем в юрско-раннемеловое время. Кажущая аномалия объясняется тем, что в середине мела началась крупнейшая экспансия покрытосеменных (лиственных растений), стойких к очень разнообразным условиям обитания. Особо следует заметить, что покрытосеменные отличаются высоким содержанием алкалоидов (наркотиков). Возможно, что причиной гибели динозавров, мезозойских гигантов было отравление алкалоидами, поглощаемыми с огромной зеленой массой (диплодок съедал ее до 300 кг!). Господствующее мнение, что причина якобы мгновенной гибели их и некоторых других наземных, а также морских обитателей связана с отравлением среды иридием, принесенным на Землю в позднемеловое время метеоритом, вряд ли справедливо. Во-первых, медленно вымирают травоядные – раньше, одновременно с распространением покрытосеменных; во-вторых, некоторые плотоядные динозавры пережили рубеж мезозоя и кайнозоя. Скелет динозавра был найден в раннеплиоценовых отложениях на юге США. То есть, хотя на границе двух эр произошла радикальная перестройка структур земной коры и связанные с ней крупные палеогеографические изменения, некоторые виды выжили.

Живые организмы в своем развитии проходят фазу распространения и акселерации, появления гигантских форм, например, в позднем мелу аммонитов *Pachydiscus* с плоскозавитой раковинной до 2 м в поперечнике.

Обычно затем возникают необычные «уродливые» виды. В позднем мелу среди аммонитов обычны формы с частью выпрямленной раковины или в виде закрученной башенки и даже подобной клубку как у *Nipponites*.



А – расстояние Солнца от центра Галактики (R, кпк). В – интенсивность накопления торфоугольной массы в млрд. т за 1 миллионлетие.

1 – орбита Солнечной системы; косые линии – струи газопылевого галактического вещества, точка пересечения ими орбиты – момент вхождения Солнца в газопылевые струи, кризисные моменты в истории планет Системы; 2 – интенсивность торфонакопления (углеобразования) по периодам; 3 – распространение таксонов

Рис.1.1. Изменение расстояния Солнца от центра Галактики во времени (по А.А. Баренбауму) и интенсивности по периодам «сезонам» галактических годов (по А.И. Егорову)

Подобные фазы развития характерны и для обитателей суши, в частности пресмыкающихся. Наиболее благоприятны для их появления юра-мел, когда господствовали диплодок, брахиозавр, бронтозавр длиной до 30 м с простой формой тела, весившие до 30 тонн. Они были совершенно не защищенными от хищников и довольно быстро вымерли, тогда как группа менее крупных разнообразных рогатых динозавров (трицератопс, моноклон и др.) существовала до конца мелового периода. Акселерация и появление усложненных форм перед вымиранием менее четка для трилобитов и

брахиопод. Трилобиты раннего кембрия были довольно мелкими (*Agnostus* и др.); среднекембрийские *Paradoxides bohemicus*, *Ptichopania striata*, а также *Eobronicus paucardia* ордовика достигали 8-10 см длины. В силуре снова появляются мелкие трилобиты с причудливой формой тела (*Flexicalymene sp.* и др.) [21]. Трилобиты уже в самом начале кембрия были господствующими обитателями морей, причем даже в самых древних слоях не найдено примитивных форм. Высказывается предположение (Л.Ш. Давиташвили и др.), что этот класс членистоногих появился в позднем докембрии, в Эдиакарскую эпоху, т.е. также в весенний сезон галактического каледонского года, когда существовала «Эдиакарская фауна». Не следует ли включить эту эпоху в фанерозой, опустив таким образом границу между протерозоем и палеозоем на 40 миллионов лет?

Выводы. Наиболее яркое проявление воздействия на нашу планету окружающей космической среды представляют метеоритно-астероидно-кометные бомбардировки. Следы последних, импактные кратеры (астроблемы), во всё большем числе (сейчас известно более 100) открываются не только на суше, но и под водой. Источником метеоритов и астероидов в основном является пояс астероидов между Марсом и Юпитером, а комет – пояс Койпера на внешней границе Солнечной системы, но, возможно, не только он. Многие исследователи считают именно эти бомбардировки и вызываемые ими изменения среды обитания биоты ответственными за её периодические массовые вымирания. О галактической цикличности писал известный палеонтолог из Ростова А.И. Егоров. Изучение пространственного и временного изменения накопления торфоугольной массы в течение галактических годов, т.е. менявшихся условий существования растительного покрова планеты, выявило важную роль Космоса, строгую приуроченность эпох с благоприятными условиями к весенне-летним «сезонам» галактического года. В герцинский галактический год сезон благоприятных условий охватил вторую половину карбона и перми, в альпийском году, после почти полного исчезновения растительного покрова в триасе, в юрском периоде и в первой половине мелового. Но во много раз более богатая растительность была в конце мела и в кайнозое. Динозавры вымирали медленно и возможно от изменения условий и пищи. Это совпало с появлением покрытосеменных – лиственных лесов.

1.5. О земной коре и органике

По мнению ученых-геологов, более половины всех затрат на поиски и разведку полезных ископаемых приходится только на каустобиолитовые – вещественно-энергетическую основу всего современного хозяйства. Биомасса составляет лишь около одной миллионной доли массы земной коры, тогда как последняя имеет толщину около 1/200 радиуса планеты. Земная кора является самодовлеющим целым, обладает определенной организованностью, автаркией; процессы в ней начинаются и в ней кончаются.

Земная кора – это оболочка, включающая лишь часть литосферы от дневной поверхности до границы Мохоровичича (М), которая отделяет ее от нижележащей мантии. Мантия распространяется на глубину 2900 км, где граничит с ядром Земли. Сразу под корой есть слой мантии, относящийся еще к литосфере. Ниже нее на глубине 100-150 км лежит слой, находящийся в квазипластичном состоянии, называемый астеносферой. Литосфера как бы плавает на ней [2].

Одни ученые объясняют природу границы М фазовым переходом вещества, другие – вещественными различиями мантии и коры, средняя толщина коры континентов составляет 35 км, максимальная – 75 км; для океанов без учета водного слоя – соответственно 6 и 20 км. Ее масса менее 1 % массы Земли. Характерная черта коры – наличие «гранитного» слоя, обогащенного двуокисью кремния.

Согласно Ф.У. Кларку [23] изверженные породы слагают земную кору на 95 %, на долю осадочных приходится 5 %. По последним данным (Кольская сверхглубокая, 1984), все примерно наоборот – докембрийские щиты сложены более чем на 2/3 первично осадочными породами. Возраст современного океанического дна не превышает 200 млн. лет (табл. 1.1).

Около 360 млн. лет назад (начало карбона) на сушу ступила лапа позвоночного (амфибии), первые из тетрапод – четвероногих. Предками тетрапод были кистеперые рыбы. Насекомые появились около 400 млн. лет назад. Млекопитающие появились около 220 млн. лет назад. Наши далекие предки – приматы появились недавно, в палеоцене (около 60 млн. лет назад), человекообразные (гоминиды) – 6-7 млн, род *Homo sapiens* (человек разумный) не ранее 50-60 тыс. лет назад.

Человек приобрел за это короткое время возможность мыслить и оценивать происходящее в окружающей его среде. К сожалению, он очень часто неразумно нарушает общебиологические законы природы. Достоин сожаления то, что происходит ныне в человеческом обществе, заставляет оценить как биологическое старение и упадок вида *Homo sapiens*, представляющего тело. Человек явно дичает, теряет многие свойства, навыки, помогавшие ему «природу видеть без очков». Просуществовав всего 50-60 тыс. лет, человек быстро приближается к пику своего развития.

Согласно закону троичности, сформированному еще Пифагором, мир состоит из Вселенной, которая состоит из Галактик, а они состоят из систем, типа нашей – Солнечной. Система состоит из звезды, планет ее окружающих и спутников планет. Планеты типа Земля состоят из атмосферы, гидросферы и земной тверди. Земная твердь состоит из рыхлых осадочных пород, твердых кристаллических метаморфических и переплавленных или преобразованных – магматических. По структурной классификации Земля состоит из коры, мантии и ядра.

Таблица 1.1

Общая стратиграфическая шкала

Эра	Период	Эпоха	Абсол. возраст наш (млн)	Возраст по Уеде (млн)	Колич. лет(млн)	Тектоно- фазы (млн)
Кайнозой	Четвертичный	Голоцен	–	–	–	–
		Плейстоцен	1,5–2	2	10	–
	Неоген	Плиоцен	12 ± 1	12	14	–
		Миоцен	26 ± 1	26	11	Альпий- ская 20
	Палеоген	Олигоцен	37 ± 2	37	23	–
		Эоцен	60 ± 2	53	7	–
		Палеоцен	67 ± 3	65	70	–
Мезозой	Мел	–	137 ± 5	136	58	Ларамий- ская 100
	Юра	–	195 ± 5	190	45	–
	Триас	–	240 ± 10	225	45	Киммерий- ская 200
Палеозой	Пермь	–	285 ± 10	280	65	–
	Карбон	–	350 ± 10	345	60	Герцин- ская 350
	Девон	–	410 ± 10	395	30	–
	Силур	–	440 ± 15	430	60	Каледон- ская 450
	Ордовик	–	500 ± 20	500	70	–
	Кембрий	–	570	570	~ 1000	–
Прогерозой	Поздний (Рифей)	–	1600 ± 50	–	300	Байкаль- ская 700
	Средний (Венд)	–	1900 ± 100	–	700	Карель- ская 1600
	Ранний	–	2600 ± 100	–	600	Селецкая 2100
Архей	Поздний	–	3200 ± 100	–	300	Морская 2600
	Средний	–	3500 ± 100	–	500	–
	Ранний	–	4000 ± 100	–	500	–
Хад дей	–	–	4500 ± 100	–	500	–

Выводы. более половины всех затрат на поиски и разведку полезных ископаемых приходится только на каустобиолитовые – вещественно-энергетическую основу всего современного хозяйства. Биомасса составляет лишь около одной миллионной доли массы земной коры, тогда как последняя имеет толщину около 1/200 радиуса планеты. Земная кора – это оболочка, включающая лишь часть литосферы от дневной поверхности до границы Мохоровичича (М), которая отделяет ее от нижележащей мантии. Мантия распространяется на глубину 2900 км, где граничит с ядром Земли, сразу под которой есть слой мантии, относящийся еще к литосфере. Ниже нее на глубине 100-150 км лежит слой, находящийся в квазипластичном состоянии, называемый астеносферой. Литосфера как бы плавает на ней. Средняя толщина коры континентов составляет 35 км, максимальная – 75 км; для океанов без учета водного слоя – соответственно 6 и 20 км. Ее масса менее 1 % массы Земли. Характерная черта коры – наличие «гранитного» слоя, обогащенного двуокисью кремния. Около 360 млн. лет назад (начало карбона) на сушу ступила лапа позвоночного (амфибии), первые из тетрапод – четвероногих. Предками тетрапод были кистеперые рыбы. Насекомые появились около 400 млн. лет назад. Млекопитающие появились около 220 млн. лет назад. Наши далекие предки – приматы появились недавно, в палеоцене (около 60 млн. лет назад), человекообразные (гоминиды) – 6-7 млн, род *Homo sapiens* (человек разумный) не ранее 50-60 тыс. лет назад.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Расскажите о доминирующих представлениях образования Земли. Что такое аккреция ?
2. На какие основные структурные элементы разделена Земля?
3. Когда примерно образовалась Луна, назовите гипотезы ее образования?
4. Сколько примерно лет самым древним породам на Земле?
5. В чем причина мантийной конвекции?
6. Когда появилась биосфера и что представляли собой первые организмы?
7. Когда начался фанерозой и что это обозначает?
8. Что такое галактическая цикличность и на что она влияет?
9. В чем сходство и различие голосеменных и покрытосеменных растений, приведите примеры?
10. Назовите возможные причины гибели динозавров?
11. Что такое земная кора и чем она характеризуется?
12. Когда примерно появилась вода на планете и как это установили?

2. КАУСТОБИОЛИТОВЫЕ ВЕЩЕСТВА И РАДИОАКТИВНЫЕ РУДЫ

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен получить представления об условиях формирования горючих ископаемых и радиоактивных рудах – основных энергетических источниках Украины.

В разделе речь идет об образовании каустобиолитовых, кругообороте углерода в природе, трансформации органического вещества, даны представления о радиоактивных рудах и атомной энергетике.

2.1. Горючие полезные ископаемые

Горючие ископаемые называются каустобиолитами. Слово каустобиолиты (от греческих слов: kausto – горючий, bios – жизнь, litos – камень) введено в науку немецким палеоботаником Г. Потонье. В переводе термин «каустобиолиты» указывает на органическое происхождение всех горючих горных пород. В эту группу входят бурый и каменный уголь, горючие биолиты (устаревшее название – горючие сланцы), нефть, асфальт и горючие газы [25].

Если для угля доказано органическое и преимущественно растительное происхождение, то для нефти одним из самых трудных является вопрос об исходном материале и путях его преобразования. До сих пор еще никто не предложил схемы химического преобразования органического исходного материала в углеводородные смеси и нет экспериментальных данных, освещающих этот процесс с достаточной достоверностью и учетом геологически вероятных условий. Все это порождает различные варианты органического и неорганического происхождения нефти.

Нет еще и достаточных данных для общей генетической классификации горючих ископаемых, несмотря на имеющиеся попытки ее создания. В настоящее время по формальным или физическим признакам горючие ископаемые подразделяют на три основные группы: **твердые** – ископаемый уголь, горючие аргиллиты, асфальты, озокериты, пиробитумы и другие биолиты; **жидкие** – нефть, конденсат; **газообразные** – горючие газы.

Вопрос о происхождении горючих ископаемых имеет большое научное и практическое значение, так как с ним связан вопрос о запасах нефти в недрах земли. Можно ли считать, что нефть продолжает образовываться и в настоящее время? Или ныне на земле уже нет для этого благоприятных условий? Если принять последнее, то следует не сжигать, а беречь этот драгоценный органический материал, являющийся сырьем для разнообразных полезных продуктов. В своей работе «Учение о нефти» И.М. Губкин [15] писал, что правильное решение вопроса о происхождении нефти даст истинное представление о протекавших в земной коре процессах, в результате которых возникла нефть как минеральное тело и образовались в конечном счете ее залежи. Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, будем знакомы со всеми

структурными формами и литологическими особенностями пластов, благоприятными для скопления нефти, и получим из всей совокупности этих данных надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку. Разнообразие условий формирования скоплений нефти и газа обуславливает и различную методику их поисков и разведки.

Рассматривая генезис того или иного полезного ископаемого, человек невольно ищет в окружающей природе аналогов условий, в которых и в настоящее время образуются подобные залежи. В многочисленных озерах и болотах отлагается торф, поэтому вопрос о происхождении торфа ни у кого не вызывает сомнений. С генезисом углей вопрос обстоит значительно сложнее. Нигде сейчас нельзя непосредственно наблюдать образование углей. Поэтому геолог обращается к геологическим условиям образования тех пород и толщ, в которых залегает это полезное ископаемое и по косвенным фактам (остатки растительных тканей, отпечатки растений и т.д.) определяет исходное вещество.

Генезис нефти и природных горючих газов еще сложнее. Нефть и природные горючие газы находятся в недрах в жидком или газообразном состоянии. При изменении термодинамических условий и других факторов в процессе преобразования вещества могут происходить многократные – переходы из одной фазы в другую, что сопровождается физико-химическими преобразованиями, в результате которых появляются новые продукты, качественно отличающиеся от ранее существовавшего вещества. Кроме того, вещество, находящееся в жидкой или газообразной фазе, способно перемещаться в породах и, следовательно, может быть обнаружено не там, где происходило его образование. Все это свидетельствует о трудностях решения проблем происхождения горючих ископаемых, особенно нефти и других битумов.

Выводы. Горючие ископаемые называются каустобиолитами. Слово каустобиолиты введено в науку немецким палеоботаником Г. Потонье. В переводе термин «каустобиолиты» указывает на органическое происхождение всех горючих горных пород. В эту группу входят бурый и каменный уголь, биолиты (горючие сланцы), нефть, асфальт и горючие газы. Если для угля доказано органическое и преимущественно растительное происхождение, то для нефти одним из самых трудных является вопрос об исходном материале и путях его преобразования. В настоящее время по формальным или физическим признакам горючие ископаемые подразделяют на три основные группы: твердые, жидкие, газообразные.

2.2. Круговорот углерода в природе

Геохимическая история углерода очень сложна и многое еще до сих пор остается не выясненным. Он входит в состав практически всего растительного и животного мира, а также таких газов как метан и углекислый газ, которые в больших количествах выносятся в атмосферу при биохимических,

метаморфических, вулканических и других глубинных процессах. Попадая в атмосферу, метан быстро подвергается разложению (по-видимому, главным образом под влиянием электрических разрядов). Образовавшийся углерод входит в качестве основного компонента в состав сложных органических соединений. В результате постоянного окисления содержащегося в организме углерода живые организмы получают необходимую для поддержания жизнеспособности энергию, следовательно, в процессе жизнедеятельности организмов большая часть углерода снова возвращается в атмосферу в форме CO_2 .

В горючие ископаемые углерод попадает при отмирании животных и растительных организмов, заимствующих его в основном из атмосферы. Углерод из углекислоты воздуха усваивается благодаря своеобразной способности к такой ассимиляции хлорофилла, т.е. зеленого вещества растения под воздействием солнечных лучей (фотосинтез). При этом происходит эндотермическая реакция ($\text{CO}_2 = \text{C} + \text{O}_2$) с определенной затратой энергии.

Растения используют солнечную энергию. Следовательно, фотосинтез – это процесс концентрирования углерода. Ежегодно зеленые растения связывают громадное количество углерода – около $1,5 \times 10^{11}$ т и при этом выделяется значительное количество кислорода.

Часть органического вещества после отмирания организмов немедленно подвергается разложению бактериями с выделением при этом углерода в форме углекислого газа и метана. Другая часть органического вещества минерализуется, и тогда углерод переходит в состав минеральных соединений, среди которых наиболее распространен минерал кальцит. Попав в осадочную оболочку земной коры, минеральные соединения углерода при нагревании разлагаются, образуются углекислый газ и частично метан, которые снова возвращают углерод в атмосферу.

Циклический процесс круговорота углерода в природе (рис. 2.1) не просто круговорот по замкнутому кругу без существенного качественного изменения. Переход элементов из газообразной в жидкую или твердую фазу и обратно является лишь частью общего процесса круговорота вещества в природе, имеющего большое геохимическое значение.

Выводы. В горючие ископаемые углерод попадает при отмирании животных и растительных организмов, заимствующих его в основном из атмосферы. Углерод из углекислоты воздуха усваивается благодаря своеобразной способности к такой ассимиляции хлорофилла, т.е. зеленого вещества растения под воздействием солнечных лучей. При этом происходит эндотермическая реакция с определенной затратой энергии. Растения используют солнечную энергию. Следовательно, фотосинтез – это процесс концентрирования углерода. Ежегодно зеленые растения связывают громадное количество углерода – около $1,5 \times 10^{11}$ т и при этом выделяется значительное количество кислорода, но основную его часть дает океан.

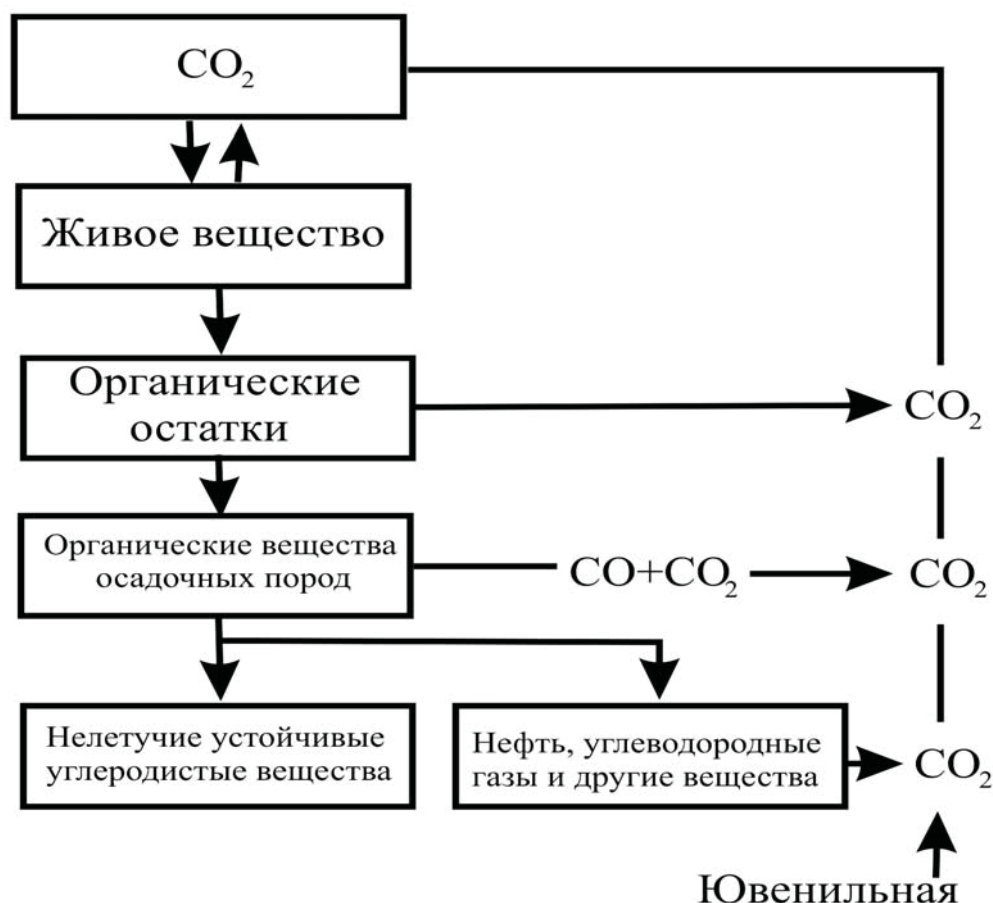


Рис. 2.1 Схема круговорота углерода в природе

2.3. Накопление и преобразование органического вещества в природе

Преобразование неорганического вещества, углекислого газа и воды в сложные углерод- и водосодержащие органические соединения и образование живого вещества из живой материи – важнейшие природные процессы, определяющие также существование материи. В образовании органического вещества ведущее значение, безусловно, имеет фотосинтез, хотя нельзя отрицать наличие и других процессов.

В зависимости от состава и характера горючей органической части горючие ископаемые могут быть подразделены на угли и битумы. Такое подразделение на две группы определяется биохимическими и геохимическими процессами. Независимо от того, принадлежит ли горючая составная часть к углям или битумам, в ней всегда содержится определенное количество углерода. В свободном состоянии углерод встречается в природе в виде алмаза, графита и описанной в конце 70-х годов прошлого века В.П. Аронскинд – третьей фазы углерода – гроздьевидного углерода. В 1985 году эта фаза была установлена штатовцами в копоти свечи и названа фуллеренами (от Фуллера – архитектора). Значительно шире углерод распространен в различных соединениях, он входит в состав углей, нефти и углеводородных газов.

Простейшей частью организма, содержащей биохимически связанный углерод, является клетка. Оболочка клетки состоит из клетчатки и относится к группе органических соединений, известных под названием углеводов. После отмирания и последующего разложения растений (как высших, так и низших) и простейших организмов органические соединения вместе с минеральными веществами постепенно преобразуются в осадочные отложения; при этом могут образовываться угли и битумы. Условия накопления и последующего преобразования органического материала в природе различны, поэтому образующиеся горючие ископаемые также отличаются разнообразием, составляя между крайними своими членами – антрацитами (группа углей) и нефтями (группа битумов) – ряд переходных типов (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Элементарный состав разных видов горючих ископаемых

Горючие ископаемые	С	Н	О+N+S	С/Н
Антрацит	95,0	2,0	3,0	47,5
Каменный уголь	82,0	5,0	13,0	16,4
Бурый уголь	70,0	5,5	24,5	12,7
Торф	59,0	6,0	35,0	9,8
Асфальт	84,5	5,7	9,8	14,8
Нефть	86,0	11,7	2,5	7,5

Горючие ископаемые образуют как бы два ряда – угольный и нефтяной, в каждом из которых содержание кислорода постепенно уменьшается, а содержание углерода возрастает. В середине этих двух рядов стоит торф, состав которого наиболее близок к составу растительных остатков. Расположенные в конце ряда антрацит и нефть почти одинаково бедны кислородом, но по содержанию водорода они резко отличаются друг от друга: его много в нефти и очень мало в антраците.

Еще в 1778 г. М.В. Ломоносовым (фактически первым отечественным геологом) была высказана гипотеза, получившая широкое признание под названием «Теории превращения». По этой теории торф, бурый и каменный уголь, антрацит произошли от одного и того же исходного материала растительных остатков и представляют собой различные стадии превращения последних. По вопросу происхождения углей и нефтей до сих пор нет единого мнения. Если допустить, что исходный материал углей и нефтей был один и тот же, то процессы превращения, которым он подвергался, несомненно, резко различны.

Превращения растительного материала, приводящие к образованию углей, изучены достаточно подробно. Как бы глубоко ни происходило превращение вещества при образовании углей, последние частично сохраняют клеточную структуру исходного растительного материала и содержат форменные элементы (споры, смоляные тела и др. вплоть до антрацитов). Ни в асфальтах, ни тем более в нефтях нет никаких «зримых» признаков исходного вещества.

В угле, как и в нефти, присутствуют битумы. Последние встречаются в природе в виде газообразных, жидких и твердых веществ как в чистом виде, так и в смеси с другими минералами. В смеси с неорганическим материалом битумы образуют битуминозные породы (битуминозные известняки, песчаники и др.) Характерной особенностью твердых и жидких битумов, отличающих их от углей, является их способность растворяться в бензине, скипидаре, бензоле, хлороформе и сероуглероде. Углеводородные вещества, не растворимые в указанных жидкостях и обнаруживающиеся только при сильном прокаливании благодаря выделению при этом летучих веществ, называются пиробитумами (антраксолиты, шунгиты, альбертиты и др.). Пиробитумы в смеси с минеральными веществами образуют пиробитуминозные породы, к которым относятся битуминозные угли, горючие аргиллиты (устаревшее название сланцы) и подобные им породы.

Выводы. Простейшей частью организма, содержащей биохимически связанный углерод, является клетка. Оболочка клетки состоит из клетчатки и относится к группе органических соединений, известных под названием углеводов. После отмирания и последующего разложения растений (как высших, так и низших) и простейших организмов органические соединения вместе с минеральными веществами постепенно преобразуются в осадочные отложения; при этом могут образовываться угли и битумы. Условия накопления и последующего преобразования органического материала в природе различны, поэтому образующиеся горючие ископаемые также отличаются разнообразием, составляя между крайними своими членами – антрацитами (группа углей) и нефтями (группа битумов) – ряд переходных типов. Горючие ископаемые образуют как бы два ряда – угольный и нефтяной, в каждом из которых содержание кислорода постепенно уменьшается, а содержание углерода возрастает. В середине этих двух рядов стоит торф, состав которого наиболее близок к составу растительных остатков. Расположенные в конце ряда антрацит и нефть почти одинаково бедны кислородом, но по содержанию водорода они резко отличаются друг от друга: его много в нефти и очень мало в антраците.

2.4. Происхождение горючих ископаемых

Гумусовый ряд. Ископаемый уголь представляет собой твердую горючую осадочную породу, образованную главным образом путем накопления остатков растений, содержащих некоторое количество минеральных примесей. Горючие аргиллиты состоят в основном из водорослей и остатков животных организмов. Горючие аргиллиты, сапропелиты, как и уголь, являются органогенными осадочными горными породами. В формировании углей выделяются две стадии. Первая стадия – это превращение растительного вещества в торф. Место действия – болото; время – тысячелетие в ту или иную геологическую эпоху; обстановка угленакопления – земная поверхность. Вторая стадия состоит из ряда фаз: превращения торфа (а не растений) в бурый уголь (диагенез), бурого угля – в каменный (ранний и средний катагенез), а

последнего – в антрацит (поздний катагенез), а иногда (при температурах > 300⁰С) в графит. Место действия – пласт горной породы, погребенной под толщей других пород; время – миллионы лет; обстановка – недра земли, все более и более глубокие. Здесь царит иная термодинамическая обстановка – повышенные давление и температура.

Уголь состоит из продуктов разложения и изменения растительных остатков, образовавшихся при отмирании деревьев, кустарников и других высших растений. Превращение исходного материала происходит в начальной торфяной стадии при участии микроорганизмов и воды, а в последующих стадиях – в условиях давления окружающих пород и сравнительно высокой температуры. Процесс углефикации протекает после стадии образования гуминовых кислот, являющихся одной из основных составляющих органической массы торфа и непременным компонентом бурых углей. В каменных углях гуминовые кислоты переходят в нерастворимые в щелочах гумины. Впервые правильное научное объяснение происхождения угля путем обугливания торфа без доступа воздуха под влиянием влаги, давления вышележащих слоев и повышения температуры дал М.В. Ломоносов в 1763 г. в труде «О слоях земных». Гуминовые кислоты образуют гуминовые вещества, представляющие собой аморфные образования от светло-бурого, до темно-бурого цвета. В обезвоженном торфе они выполняют пространство между неразложившимся растительным веществом.

Битумный ряд. Органическое вещество, попадая в условия полного отсутствия кислорода воздуха, где происходят процессы гниения, преимущественно в застойных водоемах – спокойных озерах и лагунах – при разложении дает образования, богатые водородом. Ил, образовавшийся в этих условиях, так своеобразен, что его отличают от гумусовых образований и называют гниющим илом, или сапропелем. При дальнейшем преобразовании сапропеля формируются соединения, еще более богатые водородом. В течение этого процесса, называемого битуминизацией, разлагаются главным образом жиры и воски и образуются жирные кислоты, или битумы.

Под термином «битумы» подразумеваются вещества, так или иначе связанные по происхождению с нефтью. Различают битумы газообразные (нефтяные газы), жидкие (нефть) и твердые (асфальт и озокерит).

Выводы. В формировании углей выделяются две стадии. Первая стадия – это превращение растительного вещества в торф. Место действия – болото; время – тысячелетие в ту или иную геологическую эпоху; обстановка угленакопления – земная поверхность. Вторая стадия состоит из ряда фаз: превращения торфа в бурый уголь, бурого угля – в каменный, а последнего – в антрацит, а иногда в графит. Место действия – пласт горной породы, погребенной под толщей других пород; время – миллионы лет; обстановка – недра земли, все более и более глубокие. Здесь царит иная термодинамическая обстановка – повышенные давление и температура. Впервые правильное научное объяснение происхождения угля путем обугливания торфа без доступа воздуха под влиянием влаги, давления вышележащих слоев и повышения температуры дал М.В. Ломоносов в 1763 г. в труде «О слоях земных».

2.5. Генетическая классификация горючих ископаемых

В настоящее время нет общепринятой генетической классификации горючих ископаемых, несмотря на имеющиеся многочисленные попытки в этом направлении. В геологической и специальной литературе описывается много различных классификационных схем горючих ископаемых.

По мере развития топливной и перерабатывающей промышленности развивалось и учение о горючих ископаемых, накапливались сведения об условиях их нахождения в природе. Наиболее надежным признаком, который может быть положен в основу общей классификации горючих ископаемых, является их элементный состав, впервые использованный для классификации ископаемых углей. Однако при этом данные элементного состава чаще всего служили иллюстрацией качества различных промышленных классов углей и лишь иногда на них основывались генетические выводы. Этот второй подход должен быть признан правильным, так как составляющие горючую массу химические элементы являются, как правило, сингенетичными элементами, унаследованными горючими ископаемыми от исходного вещества.

В основу классификаций Л.Ф. Добрянского [25] положен элементный состав (в %). Эта классификация представлена в виде диаграммы, где на осях отложены углерод, водород и кислород в сумме с серой и азотом (рис. 2.2). Горючие ископаемые располагаются в виде двух полос, имеющих на значительном протяжении линейный характер; одна из полос соответствует генезису гумусовых углей с переходом от древесины к антрациту, другая – генезису горючих битумного ряда от сапропеля до нефти.

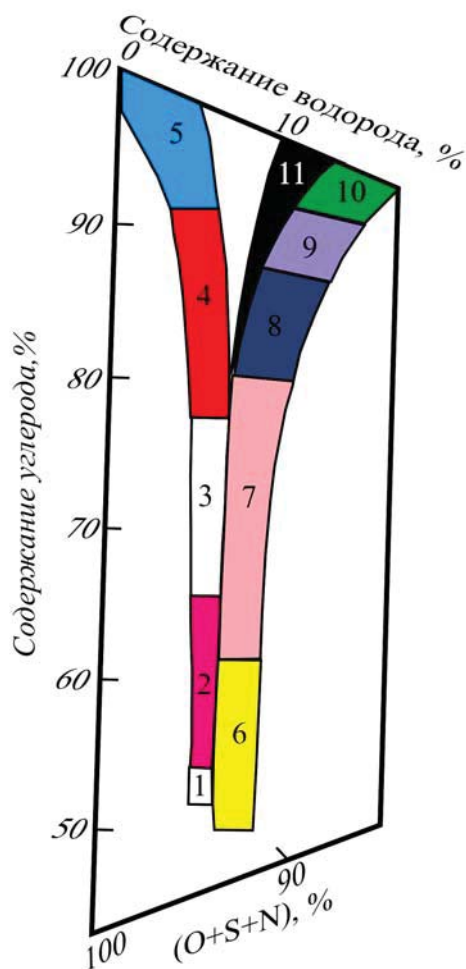
В середине 20-го века в США прошел Международный геологический конгресс, на котором ученые договорились разделять все горные породы на три основных вида: магматические, метаморфические и осадочные.

Осадочные, к которым относится формирование всех каустобиолитовых, находятся в условиях температур до 300°C , и давлений до 2-3 тысяч атм (или $\text{кг}/\text{см}^2$), или 200-300 МПа.

Метаморфические породы лежат в границах температур: $300\text{-}800^{\circ}\text{C}$, и давлений от 2-3 до 20-30 тысяч атм (или $\text{кг}/\text{см}^2$), или 2000-3000 МПа.

Магматические процессы происходят при температурах более 800°C и давлениях более 30 тыс. МПа. Магматический расплав имеет температуру от 900°C до 1200°C . Температура в ядре Земли оценивается от 5 до 6 тыс. $^{\circ}\text{C}$.

Для каждого вида пород существует своя терминология, но некоторые преподаватели пользуются устаревшими терминами, называя процессы углефикации – метаморфическими; горючие аргиллиты – сланцами (сланец – метаморфическая порода и гореть не может по определению). Не существует таких пород как глинистый сланец, песчанистый сланец, сливной кварц и др. В случаях сомнений, нужно руководствоваться Справочником по литологии и другой современной справочной литературой.



1 – древесина; 2 – торфы; 3 – бурые угли; 4 – каменные угли; 5 – антрациты; 6 – сапропели; 7 – аргиллиты; 8 – сапропелиты; 9 – асфальты; 10 – нефть; 11 – асфальтиты

Рис. 2.2. Классификационная диаграмма горючих ископаемых по Л.Ф. Добрянскому

Выводы. В основу классификаций Л.Ф. Добрянского положен элементный состав (в %). Эта классификация представлена в виде диаграммы, где на осях отложены углерод, водород и кислород в сумме с серой и азотом (рис. 2.2). Горючие ископаемые располагаются в виде двух полос, имеющих на значительном протяжении линейный характер; одна из полос соответствует генезису гумусовых углей с переходом от древесины к антрациту, другая – генезису горючих битумного ряда от сапропеля до нефти.

2.6. Сырье для атомной (ядерной) энергии

Радиоактивные элементы известны чуть более 100 лет. В 1896 г. радиоактивность открыл А.А. Беккерель. Чуть позже Мария и Пьер Кюри установили наличие 3-х видов лучей: α – (положительно заряженные ионы

гелия), β – (отрицательно заряженные электроны), γ – (поток электромагнитного излучения). Примерно в это же время, в Австро-Венгрии, в 1880 г. выходец из Тернопольской обл. И.И. Пулюй сконструировал лампу собственной конструкции и открыл катодные х-лучи (аналогичные γ – излучению), открытие присвоил Рентген, представлявший Фрайбергскую академию наук Германии, где доложил результаты исследований в 1896 г, раньше Пулюя, которого он хорошо знал (у последнего было уже 4 статьи на эту тему и патент на лампу, у Рентгена – ни одной). Хорошо знал И.И. Пулюя и хорват Никола Тесла, они все учились вместе в Страсбурге. Перед смертью Рентген сжег свои архивы, а лучи и лампы называют в его честь рентгеновскими. После Второй мировой войны наиболее развитые страны начали разрабатывать атомное (ядерное) оружие. В 1954 году в СССР, впервые в мире, была пущена в строй Обнинская атомная электростанция. За полвека в разных странах мира построены и работают сотни АЭС. На Украине работает самая крупная в восточной Европе – Запорожская АЭС. Следует сказать, что до настоящего времени не существует технологии утилизации использованного радиоактивного вещества, поэтому до лучших времен, его упаковывают в специальные емкости и сохраняют в специальных хранилищах.

Сырье для АЭС готовят, в основном, из радиоактивных руд минералов урана (U) и тория (Th). Радиоактивные минералы находят в разных типах пород: осадочных, метаморфических, магматических. В Украине радиоактивные руды добывают, в основном, в породах Украинского щита (Желтые Воды, Ватутино и др.). Это железорудные месторождения с сопутствующей минерализацией радиоактивных веществ. Заводов по обогащению урана на Украине нет, поэтому добытый уран отправляется в Россию, а обратно получают обогащенный в виде ТВЭЛов (тепловыделяющие топливные элементы). После обработки, извлеченные из реакторов атомных станций, ТВЭЛы характеризуются высочайшим уровнем радиоактивности (в миллионы раз выше, чем до их первой загрузки в реактор). Не следует забывать, что радиоактивные отходы способны сформировать критическую массу, способную привести к ядерной цепной реакции. Вполне возможно и образование тепла в объеме, достаточном для расплавления контейнера, где хранятся отходы. Их нужно хранить столетиями, предотвращать формирование критической массы и изолировать их от человечества на тысячи лет или до тех пор, пока не появится технология утилизации радиоактивных отходов.

В США каждые 18-24 месяца после завершения рабочего цикла заглушают реактор, а затем выгружают из него от четверти до трети крайне опасных радиоактивных сборок. Последние переносят в бассейн для хранения облученного топлива. Эти огромные залитые водой емкости экранируют большую часть радиации и остывают от очень высоких температур реактора. В прудах охлаждения топливо должно провести не менее 5 лет, только потом его можно перегружать в сухие контейнеры хранения, изготовленные из цемента, сплавов стали и материалов, составляющих нейтронную оболочку. Похожие на термоса емкости погружают ниже поверхности воды (чтобы защитить рабочих от воздействия радиации), затем воду откачивают из бассейна, крышки

заваривают или герметично закручивают. При этом внутренняя полость контейнеров заполняется инертным газом (например, гелием) для предотвращения распада топливных сборок под воздействием кислорода. Далее контейнеры ставят в специальные хранилища. В будущем их планируется перевести в геологические хранилища на большие глубины, в отработанные шахты, но таковые еще не выбраны. Так в США свыше 80 тыс. тонн радиоактивных отходов покоятся в охлаждающих бассейнах, близ 103 ядерных реакторов. Груз ожидает отправки в хранилище, место для которого еще предстоит найти [8].

22 апреля 2008 г. была выгружена последняя тепловыделяющая сборка (ТВС) из активной зоны третьего реактора Чернобыльской АЭС. Отработанное топливо останется на временном хранении в бассейнах выдержки центрального зала, а затем будет перегружаться в хранилище отработанного ядерного топлива (ХОЯТ-2), которое находится в стадии строительства.

В августе 2008 г. ученые обратились в правительство с предложением разместить отходы ЧАЭС в шахте «Смолинской» Ватутинского месторождения урана. После проходки шести стволов и отработки восьми горизонтов на глубинах 60, 100, 160, 220, 280, 340, 400 и 460 м там образовались десятки крупных подземных пустот общей площадью более 800 тыс. м². Шахта расположена в благоприятной геологической зоне – Новоукраинского массива Кировоградского блока Центральноукраинского геоблока Украинского кристаллического щита. Щиты (их на Земле 12) – самые стабильные образования на поверхности. Важным преимуществом шахты является ее сухость, а значит даже после разгерметизации контейнера радиоактивность не выйдет с подземными водами на поверхность. В пределах Чернобыльской зоны породы щита перекрыты 350-метровой толщей более молодых образований, это существенно хуже. Именно там штатовская фирма Holtec хочет строить ХОЯТ. Академия наук Украины высказалась против этого проекта.

Выводы. В 1954 г. была пущена в строй Обнинская атомная электростанция. За полвека в разных странах мира построены и работают сотни АЭС. На Украине работает самая крупная в восточной Европе – Запорожская АЭС.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Дайте характеристику каустобиолитов веществ, из чего они образуются.
2. Назовите генезис твердых, жидких и газообразных горючих каустобиолитов.
3. Охарактеризуйте фотосинтез, и среду в которой этот процесс происходит.
4. Расскажите о круговороте углерода в природе.
5. Назовите вещество и процессы при которых образуется уголь.
6. На какие основные типы разделяются геологами горные породы.
7. Что собой представляют радиоактивные руды?
8. Укажите породы и минералы из которых готовят сырье для АЭС.
9. Как поступают с радиоактивными отходами АЭС?
10. В чем причина долгого хранения радиоактивныхборок после отработки?
11. Приведите основные гипотезы образования нефти.

3 ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен получить представления о существующем энергетическом комплексе Украины.

В разделе изложены данные о топливно-энергетическом комплексе и проблемах, составляющих его основные направления, а также вопросы развития и совершенствования ТЭК.

3.1. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК)

ТЭК – это совокупность отраслей промышленности, обеспечивающих страну топливом и электроэнергией. ТЭК осуществляет добычу и переработку разных видов топливных и энергетических ресурсов – угольных, нефтяных, газовых, гидравлических, ядерных, торфяных, биологических и тому подобное. Основными составными частями комплекса являются электроэнергетика, нефтяная, нефтеперерабатывающая, газовая, угольная и атомная промышленность.

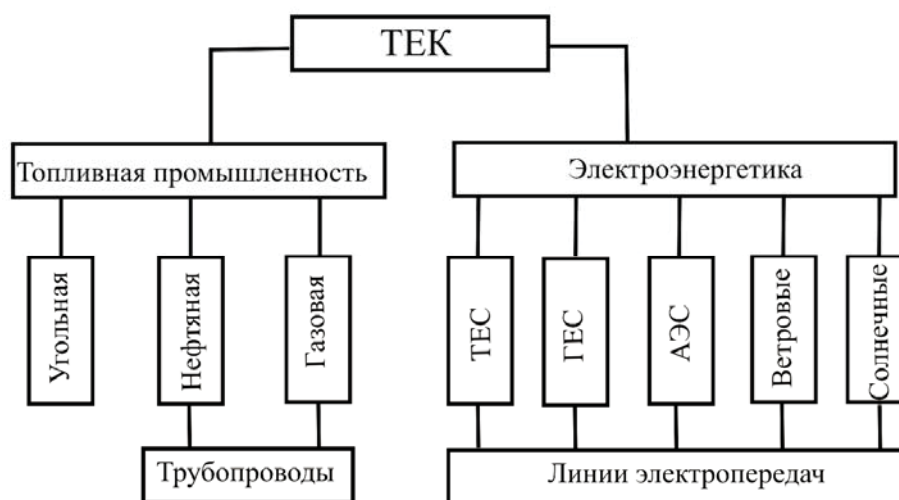


Рис. 3.1. Структура ТЭК

На всех этапах развития цивилизации энергетика была и продолжает оставаться главной составляющей всякого производства. В XX ст. минеральные виды топлива (нефть, газ, уголь, горючие биолиты) и электроэнергетика стали основой мирового промышленного производства и научно-технического прогресса. Степень энерго- и электрообеспеченности – один с главных факторов, которые определяют уровень экономического и технического развития каждой страны.

Тенденции мирового энергопользования, по источникам в 1990-1998 гг., показывают, что годовой прирост потребления нефти и природного газа составлял по 2 %, угля – 0 %, в то же время ветровой, солнечной, геотермальной, гидроэнергии и ядерной энергии соответственно 22; 16; 4; 2 и 1 %.

ТЭК современной Украины. Он сформировался в XX ст. и сориентирован на нефть, газ, уголь и ядерное топливо. Собственные топливно-энергетические ресурсы Украины представлены главным образом каменным и бурым углем Донецкого, Львовско-Волинского и Приднепровского бассейнов. Украина владеет мощной энергетической системой, которая состоит из теплоэлектростанций и теплоэлектроцентралей, сети атомных станций, около 50 % общей генерирующей мощности и гидроэлектростанций.

ТЭК – одна из важнейших структурных составляющих экономики Украины, ключевой фактор обеспечения жизнедеятельности государства. ТЭК состоит из предприятий, которые специализируются на добыче, обогащении, переработке и потреблении твердого, жидкого и газообразного топлива, производстве, передаче и использовании электроэнергии и тепла. Основные составляющие ТЭКа тесно связаны со всеми отраслями хозяйства. ТЭК имеет большое районнообразующее значение. Он создает предпосылки для развития топливоек производств и является базой для формирования промышленных комплексов, в том числе не только электроэнергетических, нефтехимических, углехимических, газопромышленных, но и металлургических, химических, лесохимических и т. п.

Топливо используется не только в энергетике, но и является сырьем для получения разнообразных ценных продуктов. Например, нефть необходима для развития химической промышленности. Из нее получают, кроме топливных материалов, разные масла и смазочные материалы, пластмассы, моющие вещества, синтетические волокна и ткани, удобрения. Из природного газа производят синтетические спирты и белковые препараты, изымают серу. Уголь является ценным технологическим сырьем в черной металлургии, источником для получения пластмасс, бензина и других продуктов производства.

Выводы. Энергетика является основой промышленного, военного, сельскохозяйственного, экономического потенциала любой страны. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) – это совокупность отраслей промышленности, обеспечивающих страну топливом и электроэнергией. ТЭК осуществляет добычу и переработку разных видов топливных и энергетических ресурсов: угольных, нефтяных, газовых, гидравлических, ядерных, торфяных, биологических и других. Он является базой для развития топливоек производств, формирования промышленных комплексов электроэнергетических, нефтехимических, углехимических, газопромышленных, металлургических, химических, лесохимических и др.

3.2. Угольная промышленность

В нашей стране угольная промышленность является давней и традиционной отраслью, которая занимает доминирующее место среди топливных отраслей. Украина имеет большие запасы (до 200 млрд. т) высококачественного угля, который по большей части залегает на значительной глубине в Донецком, Львовско-Волинском и Приднепровском (бурый уголь) бассейнах. 75 % угля используется как топливо, 25 % – как технологическое

сырье для черной металлургии, химической промышленности и других отраслей.

Наибольшим в стране районом добычи каменного угля остается **Донецкий бассейн**. В 1700 г. указом Петра I организуется Приказ Рудных Дел. При нем в 1719 г. создается Берг-коллегия. В 1724 г. от нее в Донбасс направляется экспедиция Г.Г. Капустина, который, вместе с В.М. Лодыгиным открыл в 1721 г. уголь в балке Белогорье на Дону и на Верхней Кундручей, а первая шахта заложена в 1795 г. в районе г. Лисичанска [13, 14]. Сейчас здесь действует около 160 шахт, почти на половине из которых добывают высококачественный коксовый уголь. Угленосные площади в Донбассе составляют свыше 50 тыс. км² и сосредоточенные месторождения угля бассейна образуют три компактные ячейки: «Старый Донбасс» (граница Луганской и Донецкой областей), «Западный Донбасс» (Днепропетровская область) и Южный Донбасс (юг Донецкой и Луганской областей). Донецкий уголь имеет высокую себестоимость, что связано с небольшой мощностью (0,5-2 м) и глубоким залеганием пластов. Глубина добычи угля в бассейне достигает 1400 м. Почти 90 шахт являются нерентабельными и постепенно должны быть закрыты. Другие шахты требуют существенной реконструкции. Это предопределяет серьезные финансовые и социальные проблемы. Ведь с угольной промышленностью прямо или опосредовано связана деятельность почти 40 % городского населения Донецкой и Луганской областей. В начале 90-х г. XX века добывали около 140 млн. тонн/год. Сейчас – 75-80 млн. тонн.

Львовско-Волинский бассейн был открыт в 1912 г. русским геологом Г.И. Тетяевым, а первый уголь начали добывать с 1954 г. Бассейн расположен на территории Волинской и Львовской областей и охватывает площадь около 10 тыс. км². Общие запасы угля здесь не превышают 1 % от разведанных в стране, глубина залегания – 300-650 м, мощность пластов – 0,5-1,0 м, добывают около 10 млн. т угля. Здесь хуже (сравнительно с Донбассом) и общие показатели качества угля, который характеризуется меньшей теплотворностью и более высокой зольностью. Запасы угля небольшие, поэтому предусматривается, что в перспективе в бассейне будут работать только 2 шахты из 15 действующих. Значительную часть угля этого бассейна используют Бурштынская и Добротворская тепловые электростанции, небольшая часть его вывозится в Беларусь. Развитие этой угольной базы способствовало улучшению топливного баланса Западного региона Украины, формированию новых промышленных комплексов, возникновению городских поселений (г. Нововолынск, г. Червоноград, г. Шахтерск).

Основными районами добычи бурого угля является **Приднепровский буроугольный бассейн** (Кировоградская, Черкасская, Житомирская области), а также Тернопольская и Закарпатская области. Он охватывает площадь свыше 100 тыс. км², на которой выявлено около 200 месторождений и проявлений бурого угля. Средняя мощность буроугольных пластов в бассейне составляет 4-5 м, достигая в отдельных месторождениях до 25 м. Преимущественно неглубокое залегание угленосных наслоений (от 10 до 150-200 м) позволяет добывать бурый уголь открытым (карьерным) способом. Лишь 1/3 топлива на

начало 90-х годов здесь добывалась подземными (шахтными) методами. Запасы угля, который можно добывать открытым способом, распределяются в 58 месторождениях. Больше всего таких месторождений в Кировоградской (29), Днепропетровской (19) и Черкасской (5) областях. За последние годы его добыча упала с 4,0-4,5 до 1-2 млн. т.

Уголь бассейна без брикетирования непригоден для транспортировки на далекие расстояния, характеризуется высокой зольностью, сернистостью и используется по большей части для местных потребностей. При применении современных технологий бурый уголь Приднепровского бассейна может использоваться и как химическое сырье. Основными центрами его добычи являются города Ватутино на Черкащине и Александрия в Кировоградской области. Развитие буроугольной промышленности способствовало стабилизации топливного баланса отдельных степных и лесостепных районов Украины, улучшению размещения производства и использования трудовых ресурсов.

Основные запасы **торфа** сосредоточены в Сумской, Черниговской, Житомирской, Ровенской и Львовской областях. В виде брикетов и кусков торф используется как топливо. Также его применяют для изготовления органических удобрений, торфоизоляционных плит. Торф может быть сырьем для производства парафина, масел, фенолов, креолина.

Ресурсы **горючих биолитов** на Украине не используются, поэтому эта промышленность отсутствует.

Выводы. Украина имеет запасы до 200 млрд. т высококачественного угля, который по большей части залегает на значительной глубине в Донецком, Львовско-Волынском и Приднепровском (бурый уголь) бассейнах. 75 % угля используется как топливо, 25 % – как технологическое сырье для черной металлургии, химической промышленности и других отраслей. Глубина добычи угля в основном Донецком бассейне достигает 1400 м. Почти 90 шахт из 160 являются нерентабельными и постепенно будут закрыты. Другие шахты требуют существенной реконструкции. В начале 90-х г. XX века добывали около 140 млн. тонн/год. Сейчас – 75-80 млн. т. Во Львовско-Волынском бассейне добывают около 10 млн. т. Запасы бурого угля распределяются в 58 месторождениях. За последние годы его добыча упала с 4,0-4,5 до 1-2 млн. т. Торф почти не разрабатывается, промышленность ликвидирована. Биолиты, в частности, сапропелиты не добываются.

3.3. Нефтяная промышленность

Доминирующую роль в добыче **нефти** после войны стала играть Днепровско-Донецкая провинция. Наибольшие месторождения сосредоточены в Полтавской (Радченковское, Зачепиловское, Сагайдачное и др.), Сумской (Качановское, Рыбацкое, Ахтырское) и Черниговской (Прилукское, Гнидинцевское и другие) областях. Здесь добывают около 70 % нефти на Украине и находится самая глубокая скважина – 4928 м (Черниговская обл.

Тростянецкое месторождение). Второе место занимает Прикарпатская провинция, где работают нефтегазодобывающие управления – Бориславнефтегаз и Долина нефтегаз. Объемы добычи здесь небольшие из-за истощения запасов, недостаточных масштабов поисковых работ, большой глубины залегания нефти. Причерноморско-Азовская провинция охватывает Причерноморскую впадину, Керченский пролив, северо-западную часть акватории Черного и южную Азовского морей. Этот район перспективный на нефтедобычу: ориентировочные запасы до 4-5 млрд. т нефти. Сейчас добывается 200 тыс. т нефти из залежей «Штормовое» и «Дельфин» при участии британско-голандской компании «Shell». Добытая в Украине нефть имеет относительно высокую себестоимость из-за несовершенства технологии добычи: добыча ее самым прогрессивным фонтанным способом почти прекратилась. Сегодня, при необходимых 40 млн. т сырой нефти ежегодно, собственная добыча составляет 4-5 млн. т. Поэтому Украина является достаточно значительным импортером нефти и нефтепродуктов, преимущественно из России.

Нефтеперерабатывающая промышленность Украины представлена семью нефтеперерабатывающими заводами, мощность которых составляет 80-90 млн. т сырой нефти ежегодно. Первые из них – Львовско-Дрогобычский и Надворнянский – размещены в самой старой Прикарпатской провинции. Научно-технический прогресс, построение нефтепроводов и морские перевозки нефти изменили географию нефтеперерабатывающей отрасли. Были построены новые заводы в Лисичанске, Кременчуге, Одессе, Херсоне, Бердянске, которые сейчас являются основными центрами этой отрасли в стране.

Сейчас строится нефтетерминал в Одессе мощностью 25 млн. т нефти на год с возможностью ее повышения до 100 млн. т. Через него будет перекачиваться нефть Азербайджана и, возможно, Казахстана, Ирана, Ирака, Саудовской Аравии, Йемена, Сирии, ОАЭ. Сооружен нефтепровод Одесса – Броды (Львовская обл.) для экспорта нефти в Европу. Разрабатывается вариант строительства нефтепровода Казахстан – Туркмения – дно Каспийского моря – Азербайджан – Грузия (порт Сусла), а дальше – морскими нефтеналивными танкерами к Одесскому терминалу. Возможно, будет строиться ветвь нефтепровода и по дну Черного моря: Грузия-Украина-Молдова-Западная Европа. Украина также примет участие в строительстве нефтепровода Джейкан – Самсун в Турции; нефтетерминал в Самсуне уже построен.

Недостатком отрасли являются устаревшие технологии и оборудование, что приводит к неполной переработке нефти (50 % сравнительно с 90 % в развитых странах).

Выводы. Основная роль в добыче нефти после войны принадлежит Днепро-Донецкой провинции. Здесь добывают около 70 % нефти в стране и находится самая глубокая скважина – 4928 м. Второе место занимает Прикарпатская провинция. Объемы добычи здесь небольшие из-за истощения запасов, недостаточных масштабов поисковых работ, большой глубины залегания нефти. Причерноморско-Азовская провинция охватывает Причерноморскую впадину, Керченский пролив, северо-западную часть

акватории Черного и южную Азовского морей. Этот район перспективный на нефтедобычу: ориентировочные запасы до 4-5 млрд. т нефти. Сегодня, при необходимых 40 млн. т сырой нефти ежегодно, собственная добыча составляет 4-5 млн. т.

3.4. Газовая промышленность

Эта отрасль является достаточно молодой и перспективной. Природный газ – наиболее эффективное топливное и химическое сырье. Его добыча была начата в Украине в 50-х годах XX ст. и на сегодняшний день добывается до 20 млрд. м³ газа, что удовлетворяет собственные потребности на 20-25 %. Использование газа в 2 раза дешевле сравнительно с нефтью. Первой была освоена Прикарпатская нефтегазоносная провинция с такими известными центрами газодобывающей промышленности, как Дашава (1924), Бельче-Волица (1949), Рудки, Венгерское. Теперь на нее приходится 3,1 % всей добычи газа в Украине. Специалисты считают, что в Прикарпатье можно увеличить добычу газа, но для этого нужно возобновить запущенные скважины, улучшить качество поисково-разведывательного бурения, обеспечить буровые организации оборудованием для бурения скважин глубиной 5-7 тыс. м. Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция выявлена, как указывалось выше, во второй половине 60-х годов. На нее приходится почти 94 % добычи газа страны. Основные месторождения природного газа расположены в Харьковской (Шебелинское, Хрестищенское, Кегичевское, Дружелюбовское), Сумской (Рыбацкое, Качановское), Полтавской (Солохо-Дуканское); Днепропетровской (Перещепинское) и Черниговской (Гнидинцевское) областях. Не так давно открыта Причерноморско-Азовская нефтегазоносная провинция, в которой эксплуатируются 17 газовых месторождений. Наибольшие из них: Глебовское, Джанкойское, Голицинское, Оленевское, Задорненское, Стрелковское.

Украине ежегодно нужно около 50 млрд. м³ газа. Его будут в дальнейшем закупать в России, Туркмении и Узбекистане. В 1998 г. 32 млрд. м³ газа Украина получила от России за транзит нашей территорией 130 млрд. м³ газа газопроводами «Союз» и «Прогресс». Главными резервами наращивания газодобычи на Украине являются поиски перспективных месторождений и внедрения новых технологий.

Выводы. Природный газ – наиболее эффективное топливное и химическое сырье. Его добыча была начата в Украине в 50-х годах XX века и на сегодняшний день добывается до 20 млрд. м³ Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция выявлена во второй половине 60-х годов. На нее приходится почти 94 % добычи газа республики. Прикарпатская нефтегазоносная провинция была освоена первой, но теперь истощилась. Теперь на нее приходится 3,1 % всей добычи газа в Украине. Не так давно открыта Причерноморско-Азовская нефтегазоносная провинция, в которой эксплуатируются 17 газовых месторождений.

3.5. Электроэнергетика

Размещение электроэнергетики зависит от двух факторов: наличия топливно-энергетических ресурсов и потребителей электроэнергии. Все электростанции по энергетическим ресурсам разделяются на 4 вида.

ТЭС – тепловые электростанции (работают на твердом, жидком и газообразном топливе). ТЭЦ – теплоэлектроцентрали, вырабатывающие не только электроэнергию, но и тепло, отпускаемое потребителю в виде пара и горячей воды. Мощность – до 1,5-1,6 ГВт, при часовом отпуске тепла до $1,6-2,0 \times 10^4$ ГДж. ГЭС – гидроэлектростанции и АЭС – атомные электростанции.

ТЭС – тепловая электростанция, вырабатывает электрическую энергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива. Основные типы ТЭС: паротурбинные, газотурбинные и дизельные. Иногда к ТЭС условно относят атомные, геотермальные и с магнетогидродинамическими генераторами. В СССР (1980) доля вырабатываемой ТЭС электроэнергии составляла около 82 %.

ГРЭС (ДРЕС укр.) – государственная районная электростанция – крупная конденсационная электростанция. Крупнейшие: Запорожская (1973), Углегорская – по 3,6 ГВт. Сейчас все ГРЭСы – ТЭСы, т.к. нет районов.

ГЭС – гидравлические (используют гидроресурсы); было 956. ГЭС – гидроэлектростанция, преобразующая механическую энергию потока воды в электроэнергию посредством гидравлических турбин, приводящих во вращение электрические генераторы. Мощность крупнейших ГЭС до нескольких ГВт. (Красноярская ГЭС – 6 ГВт). Гидроэлектростанции Украины – Киевская, Каневская, Кременчугская, Днепродзержинская, Днепрогес, Каховская, Днестровская, Теремле-Рицкая – малоэффективные (особенно Днестровского каскада) через устаревшее оборудование и равнинный характер долины р. Днепр ГЭС дают мало энергии. Всего на малых реках действует 55 малых гидроэлектростанций. Наиболее эффективные они на горных реках. Районное значение могут иметь солнечные (Крым), ветровые (Подолье, степной Крым), геотермальные (Карпаты) электростанции. В данное время электроэнергетика, как и весь ТЭК Украины, находится в глубоком кризисе.

АЭС – атомная электростанция в качестве топлива использует обогащенный уран или другие радиоактивные элементы. Первая в мире АЭС мощностью 5 МВт была пущена в 1954 г. в СССР в Обнинске. Мощность крупнейших более 4 ГВт.

Альтернативные электростанции используют нетрадиционные источники энергии (ветер, солнце и др.).

Ведущая роль в электроэнергетике принадлежит теплоэлектростанциям – (ГРЭС и ТЭС). Они производят около 50 % всей электрической энергии (около 5 млрд. кВт/час в год). Преимуществом ТЭС является относительно свободное размещение, вдвое более дешевая стоимость капиталовложений сравнительно с ГЭС. Наибольшее количество больших тепловых ГРЭС в Донбассе: Углегорская, Старобешевская, Кураховская, Славянская (Донецкая обл.) и другие. Наибольшими ГРЭС являются Криворожская-2, Приднепровская

(Днепропетровская обл.), Змиевская (Харьковская обл.), Бурштынская (Ивано–Франковская обл.), Запорожская (Запорожская обл.), Ладженская (Винницкая обл.), Трипольская (Киевская обл.), Добротворская (Львовская обл.) и другие.

Все большее значение получают теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Их строят вблизи потребителя, поскольку радиус транспортировки тепла небольшой (10–12 км), однако коэффициент полезного использования тепла составляет почти 70 %, тогда как на ТЭС – только 30–35 %. ТЭЦ обогревают свыше 25 городов Украины. Наибольшие из них: Киевские ТЭЦ-5 и ТЭЦ-6, Дарницкая, Харьковская ТЭЦ-5, Одесская, Краматорская и другие.

Атомная энергетика на Украине представлена такими действующими мощными атомными электростанциями, как Запорожская (самая крупная в Европе), Южноукраинская, Ровенская, Хмельницкая, (Чернобыльская закрыта). Под давлением общественности прекращено строительство Крымской, Чигиринской, Харьковской АЭС и Одесской атомной ТЭЦ. АЭС ориентированы исключительно на потребителей, особенно на районы с ограниченными ресурсами топлива и энергии. Ими производится около 50 % всей электроэнергии.

Выводы. Все электростанции разделяются на такие виды: ТЭЦ – теплоэлектроцентраль вырабатывающие не только электроэнергию, но и тепло, отпускаемое потребителю в виде пара и горячей воды. ТЭС – тепловая электростанция, вырабатывает электрическую энергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива. ГЭС – гидроэлектростанция, преобразующая механическую энергию потока воды в электроэнергию посредством гидравлических турбин, приводящих во вращение электрические генераторы. АЭС – атомная электростанция. Мощность крупнейших более 4 ГВт.

3.6. Проблемы развития топливно-энергетического комплекса

На современном этапе экономического развития главной проблемой ТЭК есть заострение неплатежей за топливо и энергию. Также ухудшаются горно-геологические условия добычи топлива. Не хватает средств для воссоздания основных производственных фондов в отрасли. Как следствие, продолжается спад производства энергоносителей. Состояние и технический уровень действующих мощностей ТЭК в настоящее время становится критическим.

Важным заданием последующего развития топливной и энергетической промышленности в условиях становления и развития рыночных отношений является осуществление мероприятий по охране природы и рационального природопользования. Экологическая политика в данном комплексе должна направляться на окружающую природу. В настоящее время на его долю приходится более 30 % сточной воды и столько же твердых отходов от всех загрязнителей. На данном этапе важным является задание формирования топливно-энергетического рынка, контроль над которым осуществляет

государство с помощью ценовой и налоговой политики, а также создания конкурентной среды и привлечения инвестиций. В табл. 3.1 показано изменение потребления энергоресурсов в XIX-XX веках в %.

Таблица 3.1.

Структура потребления топливно-энергетических ресурсов в XIX-XX веках в %

Вид топливно-энергетических ресурсов	Потребление ресурсов в мировом хозяйстве							
	1860	1900	1950	1960	1970	1980	1985	2013
Дрова и суррогаты	74	39	7	4,3	4	0,8	0,3	0,1
Уголь	25	57	54	47	30,3	28,4	32,3	31,3
Нефть	1	2,3	24	29,6	40	46,2	41	42
Газ	-	0,9	9	13,1	19,6	18,8	22,3	23,4
Гидро- и ядерная энергия	-	0,8	6	6	6,1	5,8	4,1	3,2

Выводы. Основная проблема развития ТЭК – это недостаток финансирования. Также ухудшаются горно-геологические условия добычи топлива. Состояние и технический уровень действующих мощностей ТЭК в настоящее время становится критическим. Данный комплекс негативно влияет на экологию. Сейчас идет формирования топливно-энергетического рынка, контроль над которым осуществляет государство с помощью ценовой и налоговой политики.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Укажите основные составляющие ТЭК.
2. Перечислите основные проблемы, какие переживает ТЭК на современном этапе.
3. Охарактеризуйте ТЭК Украины.
4. Дайте характеристику угольной промышленности Украины.
5. Назовите основные угольные бассейны Украины и охарактеризуйте их.
6. Дайте характеристику нефтяной промышленности Украины.
7. Перечислите основные нефтяные провинции Украины и охарактеризуйте их.
8. Дайте характеристику газовой промышленности Украины.
9. Назовите основные газовые провинции Украины и охарактеризуйте их.
10. Выделите важнейшие месторождения нефти и газа нефтегазоносных провинций Украины.
11. Охарактеризуйте возможности добычи торфа и горючих биолитов на Украине.
12. Опишите отраслевую структуру электроэнергетики и принципы размещения электростанций.
13. Дайте характеристику основных проблем ТЭК в стране.

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ УКРАИНЫ

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен получить представления о существующем энергетическом комплексе Украины.

В разделе изложена информация о топливно-энергетическом комплексе, основные направления и проблемы его развития и совершенствования.

Энергетический комплекс Украины состоит из месторождений энергетического сырья и промышленности для его добычи и переработки, систем для перемещения энергетических компонентов к потребителю, а также приборов, хранилищ, необходимого оборудования.

Параметры газотранспортной системы Украины состоянием на март 2013 г.

Общая протяжённость газопроводов составляет 283,2 тыс. км.

Длина крупных газопроводов, около 38,0 тыс. км, в том числе:

магистральных газопроводов 22,2 тыс. км в т.ч. диаметром 1020-1420 мм 14,0 тыс. км;

газопроводов-отводов и распределительных газопроводов давлением не более 1,2 МПа – 14,8 тыс. км.

Природный газ поступает на Украину по 22 магистральным газопроводам («Союз», «Прогресс», «Уренгой-Помары-Ужгород» и др.), а выходит за пределы Украины – по 15. Распределительные сети имеют длину – 246,1 тыс. км [10-12, 35].

Пропускная способность газотранспортной системы – на входе 288 млрд. м³/г, на выходе 178 млрд. м³/г; в том числе в страны Европы 142 млрд. м³/г.

- Количество компрессорных станций 72 шт.
- Количество компрессорных цехов 110 шт.
- Количество газоперекачивающих агрегатов 702 шт.
- Мощность компрессорных станций 5442,9 МВт
- Количество подземных хранилищ газа (ПХГ) 12 шт.
- Общая активная вместимость ПХГ 31 млрд. м³.
- Количество газораспределительных станций 1437.

4.1. Предприятия по газоснабжению и газификации Украины

Винницгаз

Волыньгаз

Гадячгаз

Днепрогаз

Днепропетровскгаз

Донецкгоргаз

Донецкоблгаз

Житомиргаз

Закарпатьегаз

Запорожьегаз

Коростышевгаз

Кременчуггаз

Криворожьегаз

Крымгаз

Лубныгаз

Луганскгаз

Львовгаз

Макеевкагаз

Мариупольгаз

Мелитопольгаз

Севастопольгаз

Сумыгаз

Тернопольгаз

Тернопольгоргаз

Тысменицагаз

Уманьгаз

Харьковгаз

Харьковгоргаз

Херсонгаз

Хмельницгаз

Ивано-Франковскгаз
Киевгаз
Киевоблгаз
Кировоградгаз

Николаевгаз
Одессагаз
Полтавагаз
Ровногаз

Черкасыгаз
Черновцыгаз
Черниговгаз
Шепетовкагаз

Выводы. В разделе показана схема формирования энергетического комплекса Украины на примере газоснабжения, его основные параметры и характеристики, длина магистральных и распределительных газопроводов, количество и месторасположение предприятий по газоснабжению и газификации Украины. Всего есть 42 таких предприятия.

4.2. Станции и подземные хранилища газа (ПХГ)

Система объединяет 72 компрессионные станции (122 компрессорных цеха) и 13 подземных хранилищ с самым большим в Европе после России активным объёмом газа – более 32 млрд. м³ или 21,3 % от общеевропейской активной ёмкости. Сеть подземного хранения газа включает четыре комплекса: Западноукраинский (Предкарпатский), Киевский, Донецкий и Южноукраинский.

Длина газораспределительных сетей малого и среднего давления составляет более 350 тыс. км. Для их обслуживания с середины 1970-х годов создавались Облгазы и Горгазы. Именно эти предприятия осуществляли и осуществляют по сей день газоснабжение большинства отечественных потребителей. Начиная с конца 1990-х годов, катастрофическая нехватка средств и госфинансирования загнали эти предприятия в так называемый список красной группы, когда кредиторская задолженность в десятки и сотни раз превышает дебиторскую. Именно этот фактор, помноженный на юридические промахи, позднее и сыграл с этими предприятиями злую шутку и во многом стал ключевым в эскалации конфликта государства и частных собственников. Дабы спасти экономику от окончательного краха и хоть как-то залатать бюджет, чиновники прибегли к политике корпоратизации и дальнейшей приватизации газораспределительного хозяйства страны. Стратегические предприятия по газоснабжению и газификации не стали исключением. Государство уже тогда утратило реальный контроль над многими предприятиями, чтобы навести какой-то порядок, был организован НАК «Нефтегаз Украины». Это ничего не дало для возврата утраченного контроля над сферой распределения газа по газопроводам малого и среднего давления. Новые частные собственники не выполняют взятые обязательства по содержанию, реконструкции и модернизации вверенных им газовых сетей. Это приводит к росту непроизводительных потерь природного газа при его доставке потребителю, а собственники газораспределительных сетей не спешат отдавать государству деньги, полученные от населения за газ, так растут государственные долги. Сегодня владельцем газа выступает ГК «Газ Украины». Основной причиной такого положения дел эксперты называют несколько волн смены собственников этих предприятий, но главной – волну 2004-2008 гг.

Выводы. В разделе показана существующая система подземного хранения и транспортировки газа со значительной длиной газораспределительных сетей малого и среднего давления. Показана система обслуживания газотранспортных и газораспределительных сетей в прошлое время и сейчас, а также эффективность нахождения таких сетей в частных руках и откуда берутся долги.

4.3. Состояние газотранспортной системы на начало 2013 г.

По состоянию на начало 2013 г. истек срок амортизации около 29 % украинских газопроводов. 60 % коммуникаций газотранспортной системы (ГТС) находились в эксплуатации от 10 до 44 лет.

Каждый третий агрегат для перекачивания газа отработал моторесурс и нуждается в реконструкции.

11,6 тыс. км газовых сетей (около 7 %) и 4,9 тыс. газорегуляторных пунктов (около 14 %) эксплуатируются больше отведенного амортизационного срока.

В 2005 г. балансовые потери газа при транспортировке по ГТС Украины составляли 1,06 млрд м³ (0,5% общего объема, поступившего в страну). Во время транспортировки российского газа в Европу Укртрансгаз тратит около 7 млрд. м³ газа в год. Данные о технологическом газе приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Данные о технологическом газе по годам

Технологический газ по годам	2006	2007	2008	2013
Стоимость технологического газа (USD/тыс. м ³)	90	130	179,5	213
Ставка транзита USD (за тыс. м ³ на 100 км)	1,6	1,6	1,7	1,8

Низкая цена на транспортировку газа из России в ЕС компенсировалась низкими ценами на голубое топливо для внутренних потребителей. В сущности, за счет Укртрансгаза оплачивались субсидии бизнеса и населения, а компания не имела возможности выделять достаточно денег на модернизацию ГТС. На эти потребности ежегодно следует выделять по меньшей мере \$500 млн., а реально на протяжении нескольких лет эти статьи расходов финансировали на 25-30 %. По крайней мере треть денег, которые выделяли на ГТС, разворовывалась. Именно поэтому нужных регламентных работ для поддержки ГТС в надлежащем состоянии не выполняли, технические кондиции системы начали ухудшаться, и страны Евросоюза всерьез обеспокоились.

Выводы. Время эксплуатации, износ оборудования и всех комплексов газотранспортной системы нуждается в значительной реконструкции. Денег на это не выделялось в нужных объемах. Не проводились регламентные работы, по этой причине технические кондиции системы начали ухудшаться, что беспокоит как правительство, так и Евросоюз.

4.4. Необходимые инвестиции

На март 2013 г. общая сумма инвестиций, необходимых для модернизации и реконструкции ГТС Украины, составляет 3 млрд. 18,5 млн. дол., в т.ч. на реконструкцию и строительство компрессорных станций – 1435,3 млн. дол.,

на модернизацию линейной части газопроводов – 616,3 млн. дол.,

на подземные хранилища газа – 455,3 млн. дол.

на строительство новых газоизмерительных станций (ГИС) на входе в газотранспортную систему Украины (то есть на восточной границе с Россией) – 448 млн. дол. (газоизмерительные станции на восточной границе, минимум девять штук, очень нужны Украине, ведь до сих пор все измерения осуществляются на российской стороне).

Стоимость модернизации и реконструкции ГТС Украины является намного дешевле, чем строительство новых газомагистралей, таких как «Северный поток» и «Южный поток».

Приоритетные проекты модернизации и реконструкции.

Западный транзитный коридор, а именно:

газопровод «Союз»;

газопровод «Уренгой – Помары – Ужгород»;

газопровод «Прогресс».

Южный транзитный коридор, а именно:

газопровод «Елец – Кременчук – Кривой Рог»;

газопровод «Ананьев – Тирасполь – Измаил».

Подземные хранилища газа: «Бильче – Волицко – Угорское»;

«Богородчанское».

Газоизмерительные станции «Ужгород», «Береговое», «Дроздовичи», «Тековое», «Орловка».

Международная конференция ЕС – Украина относительно модернизации газотранзитной системы Украины состоялась в 2013 г. в Брюсселе. В ходе конференции подписано Общее заявление Украины, международных финансовых организаций и Европейской комиссии, что создает дипломатические и организационные предпосылки для учреждения процесса полного реформирования газотранспортной системы Украины от советского типа к европейскому образцу, в том числе строительство новых газоизмерительных станций на восточной границе Украины.

При участии Еврокомиссии и международных финансовых организаций зафиксирована позиция относительно дополнительного расширения мощностей ГТС на 60 млрд. м³ газа в год за счет вложения 5-6 млрд. долларов. Стоимость газа из России на конец 2013 г. около 400 долларов (до 2005 г. была стабильно 50 долл. за 1 тыс. м³). Украина занимает 4-е место в мире по объемам потребления природного газа, а в 90-е годы XX века, республика занимала 8-е место в мире по производству и потреблению товаров на душу населения. В 2013 г. закупка импортного газа сократилась до 35 млрд. м³, что вместе с отечественным составляет в сумме 55 млрд. м³. В настоящее время реализуется

программа по переоборудованию тепловых газовых котельных на альтернативные виды топлива.

Выводы. На реконструкцию ГТС Украины направлено несколько млрд. долларов инвестиций. Это намного дешевле, чем строительство нового газопровода. Необходимо иметь свои газоизмерительные станции. Предусматривается дополнительное расширение мощностей ГТС на 60 млрд. м³ газа в год за счет вложения 5-6 млрд. долларов. Стоимость газа в последние годы повысилась в 8 раз, а объемы закупок сократились, примерно в два раза.

4.5. Учёт природного газа на газоизмерительных и газораспределительных станциях

Газоизмерительная станция (ГИС) – станция, на которой производится измерение количества и определение качества передаваемого природного газа [10-12].

Учёт поступающего в страну газа осуществляется на девяти газоизмерительных станциях (ГИС) и двух пунктах измерения газа: две ГИС находятся на территории Беларуси, остальные – в РФ.

Учёт транспортируемого за пределы Украины газа осуществляется на десяти приграничных ГИС. Из них девять находятся на территории Украины и одна в РФ.

По одной ГИС размещены на границах с Польшей, Словакией, Венгрией и Россией, две ГИС – на границе с Румынией (Орловка), три – с Молдовой (Гребеники). «Береговое», «Гребеники» (на границе с Молдовой), «Дроздовичи», «Орловка» (Одесская обл.), «Теково», «Ужгород».

Добываемый Украиной газ после обработки попадает в ГТС Украины через ГИС, ПРГ (пункт расхода газа) и газораспределительные станции (ГРС): 68 станций ГК «Укргазвидобування», 13 станций ОАО «Укрнафта» и непосредственно потребителям через 177 газораспределительных станций. Передача газа из газотранспортной системы в газораспределительную сеть происходит на 1416 ГРС.

Начиная с 2002 г. в Украине для учёта природного газа применяются только современные электронные и электронно-механические приборы.

Выводы. Газоизмерительная станция (ГИС) – станция, на которой производится измерение количества и определение качества передаваемого природного газа. Учёт газа осуществляется на девяти газоизмерительных станциях (ГИС) и двух пунктах измерения газа: две ГИС расположены на территории Беларуси, остальные – в РФ. Учёт транспортируемого за пределы Украины газа осуществляется на десяти приграничных ГИС. Из них девять находятся на территории Украины и одна в РФ. Показаны газораспределительные станции на территории Украины, всего 1416.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Кратко охарактеризуйте газотранспортную систему Украины.
2. Дайте характеристику АЭС, ТЭЦ, ГЭС, ТЭС.
3. Как выполняется учет природного газа в республике?
4. Для чего нужны компрессионные станции и подземные хранилища газа?
5. Сколько и для чего нужны инвестиции в ТЭК?
6. Кратко охарактеризуйте подземные хранилища газа и потребность в них.
7. Что такое технологический газ и почему происходят балансовые потери газа?
8. Чем отличается магистральный газопровод от распределительного и газотранспортного?
9. Зачем нужны газоизмерительные (ГИС) и газораспределительные (ГРС) станции?

5. ИСТОРИЯ СТАНОВЛЕНИЯ И СОСТОЯНИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ УКРАИНЫ

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен знать историю возникновения и формирования газотранспортной системы (ГТС) Украины.

В разделе изложена история образования ГТС Украины, основные этапы ее становления, нормативная база, системы стандартизации и учета газа.

5.1. Первый газ, газопроводы, газовая промышленность и газотранспортная система

Первые газовые месторождения в Прикарпатье, входившем тогда в состав Польши, были открыты около 1920 г. Первый газ был получен на Дашавской площади в 1924 г. из скважины, которая бурилась для добычи соли. Позднее начальные запасы Дашавского месторождения были оценены в 13,2 млрд. м³ природного газа и был введен в действие газопровод Дашава – Стрый.

В Малоросской губернии еще раньше начали использовать коксовый газ для освещения улиц (в Одессе еще в 1866 г., затем в Екатеринославе, Харькове, Киеве, Черновцах). С природным газом впервые столкнулись при бурении и разработке нефтяных скважин на Бориславском нефтяном месторождении (в 1912-1913 гг.), причем он считался тогда нежелательным продуктом, потому что усложнял бурение, вызывал пожары, мешал углублению нефтяных скважин.

Вначале целенаправленные поиски газовых месторождений еще не велись. Только в 30-х годах были заложены первые разведочные скважины на газ на Угерской и Опорской площадях. Для транспортировки добытого газа в Прикарпатье были построены первые газопроводы: Дашава – Стрый (протяженностью 14 км), Стрый – Дрогобыч – Борислав – Стебник (55 км), затем Дашава – Жидачев – Ходоров и Дашава – Львов (81 км) и несколько небольших. В предвоенные годы суммарная протяженность газопроводов на территории Западной Украины составляла 310 км. Развитие газодобычи в этом регионе в то время тормозилось тем, что здесь фактически не было промышленности, потреблявшей газ [13, 14].

После вхождения западноукраинских земель в состав СССР в 1939 г. газовая промышленность Прикарпатья была национализирована, и для управления работой газовых промыслов во Львове был создан трест «Укргаз» с отделением в городе Стрый. В 1940 г. было введено в действие новое газовое месторождение – Опорское, и добыча природного газа по сравнению с 1938 г. почти удвоилась и достигла 341 млн. куб м. В 1940-1941 гг. были сооружены газопроводы Опоры – Борислав, Дашава – Львов и разработан проект крупнейшего на то время в Европе магистрального газопровода Дашава – Киев протяженностью 509 км. Благодаря ему, должно было высвободиться ежегодно около 1 млн. т дорогого донецкого угля, который потреблял Киев.

Планировалось также в 1941 г. построить три завода по переработке газа – в Дашаве, Калуше и Опорах, но этим планам не суждено было сбыться из-за начала Великой Отечественной войны.

На востоке Украины газовая промышленность тоже развивалась, но здесь она больше концентрировалась на использовании коксового газа подземной газификации угля. Этот процесс был предложен еще в 1888 г. Д.И. Менделеевым. Первые станции подземной газификации угля построены в Лисичанске и Горловке в 30-е годы. В ноябре 1934 г. при газификации Донецка был торжественно зажжен первый газовый факел, и с тех пор это стало традиционным ритуалом при вводе в действие магистральных газопроводов или подведении газа к населенным пунктам и важным объектам. До войны в Донецке, Макеевке и Горловке на сжатом коксовом газе работали газонаполнительные станции, сокращая потребление жидкого топлива.

Во время немецко-фашистской оккупации развитие газовой промышленности почти полностью прекратилось. В это время был построен только газопровод Опоры-Сталева Воля (Польша). Поскольку в 1944 г. город Сталева Воля оказалась за рубежом, то этот год считается началом экспорта украинского газа.

В период 1924-1944 г. в Украине происходил почти непрерывный (за некоторыми исключениями) рост добычи газа – с 37,7 млн. м³ до 530,4 млн. м³, а в 1950 г. он достиг 1411,1 млн. м³. В послевоенные годы расширились объемы геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения – уже в 1945 г. оно превысило довоенный уровень и составляло 23,1 тыс. м (в 1940 г. – 19,8 тыс. м). В 1948 г. в западном регионе было открыто новое крупное газовое месторождение – Бильче-Волыцкое, введенное в эксплуатацию в 1953 г.

Согласно постановлению Совета Министров СССР в январе 1948 г. весь состав Лисичанской геологической партии (буровые бригады, транспорт, личный состав) был железнодорожным транспортом переправлен в город Владимир-Волынский. Эта партия в короткие сроки разведала Львовско-Волынский угольный бассейн, занималась разведкой нефти и газа.

Временем самого интенсивного развития газовой промышленности Украины был период 1951-1975 гг. В западном регионе разрабатывалось 7 месторождений. Следует подчеркнуть, что до 1955 г. Прикарпатье было основным газодобывающим регионом не только Украины, но и всего бывшего СССР. Из общесоюзного объема добычи газа (5,9 млрд. м³) на Стрыйское газопромислое управление приходилось 2,8 млрд. м³, т.е. 48 %. Максимальных показателей уровень добычи в западном регионе Украины достиг в 1967 г. (12,265 млрд. м³) и 1968 г. (12,571 млрд. м³).

В 50-70-е гг. были сооружены и введены в действие крупные магистральные газопроводы: Дашава – Киев – Брянск – Москва, Дашава – Минск – Вильнюс – Рига, благодаря чему начаты поставки газа в республики СССР: Россию, Молдову, Беларусь, Литву, Латвию. Построен и в 1967 г. введен в эксплуатацию межгосударственный газопровод «Братство» (Долина – Ужгород – Западная граница) для экспорта газа в Чехословакию и Австрию (с

1968 г.). В это же время были построены и начали действовать первые пять ПХГ (подземных хранилищ газа) – Олышевское, Червонопартизанское, Угерское, Дашавское, Червонопоповское.

Выводы. Первые газовые месторождения в Прикарпатье, входившем тогда в состав Польши, были открыты около 1920 г. Первый газ был получен на Дашавской площади в 1924 г. из скважины, которая бурилась для добычи соли. В 30-х годах для транспортировки добытого газа в Прикарпатье были построены первые газопроводы: Дашава – Стрый (протяженностью 14 км), Стрый – Дрогобыч – Борислав – Стебник (55 км), затем Дашава – Жидачев – Ходоров и Дашава – Львов (81 км) и несколько небольших. На востоке Украины газовая промышленность развивалась на основе использования коксового газа подземной газификации угля. Первые станции подземной газификации угля построены в Лисичанске и Горловке в 30-е годы. Самое интенсивное развитие газовой промышленности Украины было в период 1951-1975 гг. В западном регионе разрабатывалось 7 месторождений. До 1955 г. Прикарпатье было основным газодобывающим регионом не только Украины, но и всего бывшего СССР. Максимальных показателей уровень добычи в западном регионе Украины достиг в 1967 г. (12,265 млрд. м³) и 1968 г. (12,571 млрд. м³). В это же время были построены три газопровода и первые пять подземных хранилищ газа.

5.2 Восточные районы добычи газа в Украине

Открытие уникального Шебелинского газоконденсатного месторождения в 1951 г. и его ввод в эксплуатацию в 1956 г. стало началом бурного развития газодобычи в восточном регионе – Днепроовско-Донецкой впадине (ДДВ). Начальные запасы Шебелинского месторождения были оценены в 650 млрд. м³. В первый год эксплуатации из него было добыто 332,7 млн. м³ газа, а с 1957 г. оно стало лидером в Украине. В первые два десятилетия эксплуатации Шебелинка была крупнейшим по запасам и уровню добычи газа месторождением во всей Европе. В 1956-1960 гг. здесь было добыто 22,8 млрд. м³ газа. В середине 60-х годов с Шебелинского месторождения добывалось 30 % всесоюзных объемов добычи газа. Уровень газодобычи постоянно возрастал и в 1971 г. достиг своего максимума – 31,329 млрд. м³.

Разработка Шебелинки стимулировала строительство газопроводов к крупным промышленным центрам Харьковского, Приднепровского и Донецкого регионов. Первыми были сооружены газопроводы до Харькова (62 км) и Чугуевской ГРЭС (25 км), затем – большие магистральные газопроводы, в том числе Шебелинка – Днепропетровск – Кривой Рог – Одесса с отводами до Запорожья, Николаева, Херсона и др.; Шебелинка – Киев с отводами до Полтавы, Кременчуга, Черкасс; Шебелинка – Белгород – Курск – Брянск и ряд других. В 70-е годы построен газопровод Шебелинка – Киев – запад Украины, который связал в единое целое восточные и западные газодобывающие регионы.

На Шебелинском месторождении впервые на Украине была организована в значительных объемах добыча газового конденсата, его извлечение и переработка непосредственно на месте. Для этого в 1960 г. сооружена первая в Европе газофракционная установка (общей мощностью 100 тыс. т в год), которая стала «зародышем» первенца газопереработки в Украине – Шебелинского ГПЗ (газоперерабатывающего завода), созданного в 1962 г. Вторая очередь ГПЗ была введена в действие в 1970 г., и общая мощность по переработке газового конденсата возросла до 400-450 тыс. т в год. В то время Шебелинский ГПЗ выпускал две марки автомобильного бензина, уайт-спирит, дизтопливо, флотореагент для флотации коксового угля Донбасса, сжатый газ.

Вторым после Шебелинского крупнейшим газоконденсатным месторождением восточного региона в то время было Ефремовское (с начальными запасами около 110 млрд. м³), введенное в 1967 г. Кроме того, среди крупных месторождений следует отметить Машевское (1968 г.), Хрестыщенское (1970 г.), Мелиховское (1973 г.), Новотроицкое (1974 г.) и ряд других газоконденсатных месторождений, характеризующихся глубоким залеганием продуктивных горизонтов (3-4 тыс. м). Позднее было открыто Яблунивское газоконденсатное месторождение, которое с 1990 г. вышло на второе место (после Шебелинки) по объемам добычи газа в стране.

Выводы. В 1951 г. было открыто самое крупное в Европе Шебелинское газоконденсатное месторождение, что стало началом бурного развития газодобычи в восточном регионе – Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ). В первый год эксплуатации из него было добыто 332,7 млн. м³ газа, а с 1957 г. оно стало лидером в Украине. В 70-е годы было построено несколько газопроводов, в том числе и Шебелинка-Киев-запад Украины, который связал в единое целое восточные и западные газодобывающие регионы. На Шебелинском месторождении впервые на Украине была организована добыча газового конденсата, его извлечение и переработка непосредственно на месте. В те годы в ДДВ был открыт ряд крупных газоконденсатных месторождений и началась газификация промышленных регионов Украины.

5.3. Южный газодобывающий регион

Южный газодобывающий регион начал свое развитие с декабря 1966 г., когда природный газ из Глебовского газоконденсатного месторождения в Крыму был подан в Симферополь. В 1968 г. вводится в эксплуатацию Задорненское газоконденсатное, а в 1970 г. – газовое Джанкойское месторождение. Первыми были построены газопроводы Симферополь – Севастополь (с отводами в Саки и Евпаторию) и Джанкой – Симферополь. Добыча газа в Крыму в первый год (1966 г.) составляла 64 млн. м³, а максимальный уровень в 1986 г. – 1211 млн. м³.

С открытием в СССР новых высокоперспективных газоносных регионов – в Западной Сибири, Казахстане и Туркменистане – туда стали направлять большинство материальных и человеческих ресурсов. Поэтому с 1976 г. на

Украине началось постепенное падение добычи газа – с 68,7 млрд. м³ в 1975 г. до 13,4 млрд. м³ в 1999 г. Определяющую роль в общей добыче газа играли крупные месторождения, с запасами свыше 30 млрд. м³. Отсутствие таких месторождений в последние десятилетия и обусловило неуклонное падение газодобычи. В целом по Украине за период 1944-1995 гг. было добыто около 1,6 трлн. м³ природного газа, из них около 85 % – на месторождениях восточного региона, 15 % – западного и южного.

Указом Президента Украины от 25 февраля 1998 г. «О реформировании нефтегазового комплекса Украины» и соответствующим постановлением КМ была создана НАК «Нефтегаз Украины», в состав которой вошли специализированные дочерние компании. При этом на ДК «Укргаздобыча» были возложены функции добычи собственных ресурсов газа. ДК «Укргаздобыча» включает четыре газопромысловых управления («Шебелинкагаздобыча», «Львовгаздобыча», «Полтавагаздобыча», «Харьковгаздобыча»), буровое управление «Укрбургаз», геофизическое управление «Укргазпром-геофизика», научно-исследовательский институт природных газов «УкрНИИгаз», Управление переработки газа и газового конденсата, противодонтанную часть «ЛИКВО».

Сегодня ДК «Укргаздобыча» развивается как полноценная вертикально интегрированная структура, работающая по принципу «от скважины до бензоколонки». Компания имеет замкнутый цикл производства – от поиска, разведки месторождений газа и нефти, их разработки, транспортировки, переработки углеводородного сырья до реализации готовых нефтепродуктов через сеть АЗС под маркой НАК «Нефтегаз Украины».

В настоящее время компания ведет промышленную и опытно-промышленную разработку 127 газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. За период существования компании, благодаря росту объемов поисково-разведочного бурения, было открыто 15 новых месторождений и 27 новых залежей на старых месторождениях. В 1999 г. удалось переломить тенденцию падения и стабилизировать уровень добычи газа, а с 2001 г. – начать ее увеличение. Четвертый год подряд компания уже не «проедает» запасы, а наращивает их.

По итогам 2003 г. ДК «Укргаздобыча» добыто свыше 14 млрд. м³ природного газа, что на 315 млн. м³ больше, чем в 2002 г. Добыча газового конденсата составила 684,2 тыс. т, нефти – 103 тыс. т. По сравнению с 2002 г. эти показатели увеличились соответственно на 75,8 и 9,1 тыс. т. Объемы поисково-разведочного и эксплуатационного бурения по сравнению с предыдущим годом увеличились на 18 тыс. м. Так, проходка в эксплуатационном бурении составила 93,1 тыс. м, в разведочном – 177,1 тыс. м. В 2013 г. в эксплуатацию передано 162 скважины (в 2002 г. – 59), в том числе 77 разведочных.

Выводы. Южный газодобывающий регион начал свое развитие с декабря 1966 г., когда природный газ из Глебовского газоконденсатного месторождения в Крыму был подан в Симферополь. В 1968 г. вводится в эксплуатацию

Задорненское газоконденсатное, а в 1970 г. – газовое Джанкойское месторождение. Поскольку на востоке СССР открывались крупные месторождения, с 1976 г. на Украине началось постепенное падение добычи газа – с 68,7 млрд. м³ в 1975 г. до 13,4 млрд. м³ в 1999 г. В целом по Украине за период 1944-1995 гг. было добыто около 1,6 трлн. м³ природного газа, из них около 85 % – на месторождениях восточного региона, 15 % – западного и южного. В феврале 1998 г. была создана Национальная акционерная компания НАК «Нефтегаз Украины», которая ведет промышленную и опытно-промышленную разработку 127 газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

5.4. Биолитовый (сланцевый) газ

В 2009-2013 гг. США почти догнали Российскую Федерацию по добыче природного газа. Журналисты осветили это как сенсацию, ведь речь шла о вовлечении в разработку «нового – сланцевого газа», которого раньше не добывали. После того, как специалисты разобрались (А.Е. Лукин, 2010-2011 гг.), стало очевидным, что никакой сенсации нет.

Биолитовый газ (устаревшее название – сланцевый газ), получен еще в начале XIX века в США из углистых аргиллитов (устаревшее название – черные сланцы), фактически еще до так называемого «природного газа» и получил свое название в противовес «синтетическому газу», получаемому путем нагрева разного рода сапропелитов, гумолито-сапропелитов и других биолитов, называвшихся раньше горючими сланцами, через их способность гореть от спички. Таким образом, малодобитный биолитовый газ, а также искусственный или синтетический горючий газ и моторное топливо были получены и использовались еще до того, как были получены высокодебитные притоки газа и нефти из геологоразведочных скважин, пробуренных в нефтегазовые коллектора. Поскольку естественные источники нефти и газа были более производительные, экономичные и эффективные, о биолитовом газе вскоре забыли, чтобы сейчас не просто «вспомнить», но и более эффективно добывать с помощью новейших технологий. Специалисты США только угольного газа добывают около 50 млрд. м³ в год, а развитую отрасль перенацелили на добычу биолитового газа, поскольку основные угольные месторождения уже разбурили (бурят более 20 тысяч скважин в год).

Относительно Украины и перспектив добычи биолитового газа, нужно согласиться с выводами А.Е. Лукина: малодобитный газ требует много средств (создание новой отрасли), новейших технологий, которых у нас нет (геологию почти ликвидировали), современного бурового оборудования (свои 12 станков для глубокого бурения в 2009 г. порезали на металлолом) у нас нет, нужно покупать, уже нет и специалистов.

Таким образом, нужно добывать природный газ, угольный и шахтный, но для этого нужно развивать геологию и выделять средства на бурение, потому

что без скважин никакого газа не будет. Но вероятнее всего газ в нашей стране будут добывать иностранные фирмы, оставляя нам небольшие налоги.

Выводы. Биолитовый газ (сланцевый газ) получен в начале XIX века в США из углистых аргиллитов (черные сланцы) еще до «природного газа» и получил свое название в противовес «синтетическому газу», получаемому путем нагрева разного рода сапропелитов, гумолито-сапропелитов и других биолитов, называвшихся раньше горючими сланцами, через их способность гореть от спички. Поскольку углеводороды из коллекторов более экономичные и эффективные, добывают их, а не биолитовые нефть и газ. В США только угольного газа добывают около 50 млрд. м³ в год, а углегазовую отрасль перенацелили на добычу биолитового газа, поскольку основные угольные месторождения уже разбурили. Сапропелитов в Украине мало, поэтому эта отрасль, учитывая экологическую опасность ее применения в густонаселенных районах – малоперспективна.

5.5. Добыча, транспортировка, хранение и учет газа. Газотранспортная система Украины

В состав газотранспортной системы Украины сегодня входит 37,5 тыс. км газопроводов, 13 подземных хранилищ газа, развитая сеть газоизмерительных и газораспределительных станций. Украинская газотранспортная система тесно связана с системами соседних европейских стран – России, Беларуси, Польши, Румынии, Молдовы, Венгрии, Словакии и через них интегрированная в общеевропейскую газовую сеть. Поэтому можно сказать, что ГТС Украины является своеобразным мостом между газодобывающими регионами (России и Средней Азии) и потребителями Европы. Пропускная способность газотранспортной системы на входе составляет 290 млрд. м³, на выходе – 175 млрд. м³ газа в год, в том числе 140 млрд. м³ к европейским странам.

ДК «Укртрансгаз» – дочерняя компания Национальной акционерной компании «Нефтегаз Украины» – является основным оператором газотранспортной системы, в ее подчинении находится 36,4 тыс. км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, 71 компрессорная станция общей мощностью 5380 МВт, 12 подземных хранилищ газа, 1392 газораспределительных станций, сеть АГНКС, газоизмерительных станций и ряд других объектов.

Дочерняя компания «Укртрансгаз» была создана в 1998 г. на базе газотранспортных предприятий и структурных подразделений акционерного общества «Укргазпром». В ее состав входят 16 структурных подразделений на правах филиалов, производственные объекты которых находятся во всех областях Украины, в том числе 6 региональных управлений магистральных газопроводов (УМГ) – «Киевтрансгаз», «Харковтрансгаз», «Донбасстрасгаз», «Черкасытрансгаз», «Львовтрансгаз» и «Прикарпаттрансгаз», Объединенное диспетчерское управление, ряд сервисных предприятий, основными из которых является строительно-монтажная фирма «Укргазпромстрой», производственное

ремонтно-техническое предприятие «Укргазэнергосервис», управление «Укргазтехсвязь», управление «Укравтогаз» и другие.

За более чем полувековой период транспортировки газа на Украине накоплен огромный опыт по строительству, эксплуатации и управлению объектами газотранспортной системы, который успешно может использоваться как в Украине, так и за границей.

Эта компания ежегодно обеспечивает транспортировку газа к потребителям Украины в объеме 70-80 млрд. м³ и транспортирует через свою газотранспортную систему российский газ в 19 стран Европы в объеме 110-120 млрд. м³, что составляет около 85 % общего объема российского экспорта газа. Сегодня существует техническая возможность для увеличения транзита газа в страны Центральной и Западной Европы от фактического уровня до 140 млрд. м³ в год без расширения газотранспортной системы.

Надежность транзитных поставок газа и газоснабжения внутренних потребителей в значительной мере обеспечивается комплексом подземных хранилищ газа, которые размещены в основном в Западном регионе. Сеть газохранилищ, активный объем которых превышает 30 млрд. м³, является мощнейшей в Европе и может эффективно использоваться не только для собственных потребностей, но и для потребителей газа в Европе.

Осознавая важность обеспечения потребителей природным газом, ДК «Укртрансгаз» уделяет большое внимание поддержке своей газотранспортной системы на высоком техническом уровне. С точки зрения газотранспортной компании, которой является ДК «Укртрансгаз», безопасность газотранспортировки зависит от надежности работы объектов ГТС, что в свою очередь нуждается в своевременном и полном финансировании деятельности. С этой целью в ДК «Укртрансгаз» разработаны и внедряются программы реконструкции компрессорных станций, линейной части системы, газораспределительных и газоизмерительных станций. Основой программы реконструкции компрессорных станций является разработка и внедрение современных украинских газотурбинных двигателей, газоперекачивающих агрегатов и систем управления с высоким коэффициентом полезного действия. Конечной целью всех программ реконструкции является доведение параметров украинской ГТС по уровню надежности, экономичности, методами обслуживания, экологическим критериям до современных мировых стандартов.

На протяжении последних лет было построено и введено в эксплуатацию 5,5 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 11 компрессорных цехов общей мощностью около 540 МВт. В последние годы все пограничные газоизмерительные станции (ГИС) были оборудованы высокоточными средствами измерения, как количества, так и качества газа.

Научно-техническое обеспечение производственной деятельности ДК «Укртрансгаз» осуществлялось научно-исследовательским и проектно-конструкторским институтом автоматизированных систем управления транспортом газа (НДПИАСУтрансгаз), г. Харьков, отраслевым специализированным учреждением в сферах транспортировки, подземного хранения и распределения природного газа и в других сферах нефтегазового

комплекса Украины, бывшим филиалом ДК «Укртрансгаз», а с марта 2004 г. входит в состав вновь созданного ДП «Науканафтогаз». Кроме того, более 30 научных организаций также активно участвуют в научно-техническом обеспечении Компании.

Основными направлениями международного сотрудничества и внешнеэкономической деятельности ДК «Укртрансгаз» является развитие новых взаимовыгодных направлений торгово-экономического и научно-технического сотрудничества с зарубежными фирмами и международными организациями. Партнерами являются такие компании, как ОАО «Газпром» (Россия), АО «Рургаз» (Германия), «Газ де Франс» (Франция), СПП (Словакия), ОМФ (Австрия), «Боташ» (Турция), «Нуово Пиньоне» (Италия), «Белтрансгаз» (Беларусь), «Молдовагаз» (Молдова) и ряд других. ДК «Укртрансгаз» сотрудничает с такими международными организациями, как Международный Газовый Союз, Газовый Центр Европейской Экономической Комиссии ООН, Международное Энергетическое Агентство, Межправительственный Совет СНГ по нефти и газу (в секции по использованию сжатого природного газа на автотранспорте) и другими. Природный газ поступает на Украину по 22 магистральным газопроводам. Его учет осуществляется на девяти газоизмерительных станциях (ГИС) и двух пунктах измерения расхода газа (ПРГ), из которых две ГИС расположены на территории Беларуси, остальные – на территории Российской Федерации.

Объемы природного газа, транспортируемого за пределы Украины по 15 магистральным газопроводам, измеряются на десяти ГИС, из которых девять расположены на Украине: по одной на границах с Польшей, Словакией, Венгрией и Россией, две – на границе с Румынией, три – с Молдовой, еще одна ГИС – на территории РФ. Все приграничные ГИС (как на Украине, так и на территориях других государств) оборудованы автоматизированными комплексами учета газа, в том числе дублирующими, и средствами определения показателей качества газа. Добытый на местных промыслах газ после технологической подготовки передается в газотранспортную систему через ГИС и ПРГ – 68 станций ГК «Укргазвидобування», 13 станций ОАО «Укрнафта» и непосредственно потребителям через 177 газораспределительных станций (ГРС).

Все расходоизмерительные объекты оснащены современными электронными комплексами класса точности 0,5 и 0,3, работающими по методу переменного перепада давления, или счетчиками газа класса точности 1,0 с электронными корректорами класса точности 0,5 и 0,3. Транспортировка газа осуществляется с промежуточным измерением его расхода на 17 ГИС между управлениями магистральных газопроводов ДК «Укртрансгаз» методом переменного перепада давления электронными комплексами.

Передача природного газа из газотранспортной системы в газораспределительную сеть осуществляется на 1416 ГРС, где расходы газа измеряются только при помощи современных электронных комплексов методом переменного перепада давления или турбинными счетчиками класса точности 1,0 с электронными корректорами. Часть наибольших ГРС

дополнительно оснащена дублирующими электронными расходоизмерительными комплексами. Газ, закачиваемый на хранение в подземные хранилища, а потом отбираемый из них в газотранспортную систему, проходит через расходоизмерительные участки, оборудованные типовыми электронными комплексами измерения расхода класса точности 0,3-0,5. Начиная с 2002 г. на Украине в газодобывающей и газотранспортной системах для коммерческого учета применяют только современные электронные и электронно-механические приборы учета газа.

Физико-химические показатели газа контролируют на всех пунктах измерения расхода газа и на площадках компрессорных станций. Характеристики газа измеряются в 97 стационарных химико-аналитических лабораториях, а также потоковыми приборами: хроматографами, влагомерами, плотномерами производства ведущих мировых фирм. Все лаборатории аттестованы Госпотребстандартом Украины на право выполнения измерений показателей газа. Расходоизмерительное оборудование – диафрагмы, вычислители, преобразователи давления и перепада давления, температуры – регулярно проверяют представители Госпотребстандарта с использованием высокоточных эталонов соответствующих параметров. Счетчики газа проверяют на эталонных стендах. В рамках проекта «Финансирование малых инвестиций в региональную нефтегазовую инфраструктуру в Украине, Беларуси и Молдове» в г. Боярка под Киевом Евросоюз, при участии указанных стран, строит Восточноевропейский метрологический центр природного газа. Создание отсутствовавшей до сих пор на Украине, соседних странах СНГ и государствах Восточной Европы соответствующей поверочной базы средств учета газа, в том числе метрологических средств поверки счетчиков газа различных типов на большие расходы и высокое давление, позволит широко внедрить высокоточные средства учета газа, удовлетворит потребности в метрологическом обеспечении как предприятий, входящих в состав «Нефтегаза», так и других заказчиков, включая иностранных.

В 2001 г. введена в действие «Концепция создания единой системы учета природного газа», а в 2002 г. разработаны и внедрены «Программа создания единой системы учета природного газа» и «Правила учета природного газа при добыче, транспортировке и хранении». Этими документами предусмотрена реализация европейского подхода к технологии измерения расхода газа – двумя последовательными приборами, один из которых основной, второй – дублирующий, причем работают приборы по разным физическим методам измерения.

Первым объектом, где в 2002 г. последовательно установлены сужающие устройства (метод переменного перепада давления) и ультразвуковые счетчики фирмы «Инстромет» (Бельгия), была приграничная ГИС «Гребеники», построенная в рамках Программы TACIS INOGATE на средства Еврокомиссии. В 2004 г. на реконструированной крупнейшей ГРС Киева – «Хотов» на измерительных участках последовательно установлены сужающее устройство, турбинный и вихревой счетчики фирмы «РМГ» (Германия). Для определения качественных показателей газа применяются потоковые хроматографы.

Развивая последовательное измерение расхода газа, НАК «Нефтегаз Украины» издал приказ от в 2004 г. №583, которым предусмотрено на протяжении 2005-2006 гг. установить на 44 самых мощных ГРС I категории (через которые передается до 80 % общего количества потребляемого в Украине газа) дублирующие высокоточные ультразвуковые и вихревые счетчики газа. Это обеспечит максимально точный и достоверный учет 56 млрд. м³ газа в год.

Дальнейшему улучшению учета газа будут содействовать проекты модернизации приграничных ГИС – «Ужгород», «Орловка», «Береговое», «Дроздовичи». При их модернизации признано целесообразным использовать технические решения, уже реализованные на ГИС «Гребеники». Такие работы на ГИС «Орловка» почти завершены.

Выводы. В состав газотранспортной системы Украины входит 37,5 тыс. км газопроводов, 13 подземных хранилищ газа, развитая сеть газоизмерительных и газораспределительных станций. Пропускная способность газотранспортной системы на входе составляет 290 млрд. м³, на выходе – 175 млрд. м³ газа в год, в том числе 140 млрд. м³ к европейским странам. ДК «Укртрансгаз» является основным оператором газотранспортной системы, в ее подчинении находится 36,4 тыс. км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, 71 компрессорная станция общей мощностью 5380 МВт, 12 подземных хранилищ газа, 1392 газораспределительных станций, сеть АГНКС, газоизмерительных станций и ряд других объектов. Эта компания ежегодно обеспечивает транспортировку газа к потребителям Украины в объеме 50-80 млрд. м³ и транспортирует через свою газотранспортную систему российский газ в 19 стран Европы в объеме 110-120 млрд. м³, что составляет около 85 % общего объема российского экспорта газа. Сегодня существует техническая возможность для увеличения транзита газа в страны Центральной и Западной Европы от фактического уровня до 140 млрд. м³ в год без расширения газотранспортной системы. Природный газ поступает на Украину по 22 магистральным газопроводам. Его учет осуществляется на девяти газоизмерительных станциях (ГИС) и двух пунктах измерения расхода газа (ПРГ), из которых две ГИС расположены на территории Беларуси, остальные – на территории Российской Федерации. Объемы природного газа, транспортируемого за пределы Украины по 15 магистральным газопроводам, измеряются на десяти ГИС, из которых девять расположены на Украине: по одной на границах с Польшей, Словакией, Венгрией и Россией, две – на границе с Румынией, три – с Молдовой, еще одна ГИС – на территории РФ. Добытый газ после технологической подготовки передается в газотранспортную систему через ГИС и ПРГ – 68 станций ГК «Укргазвидобування», 13 станций ОАО «Укрнафта» и непосредственно потребителям через 177 газораспределительных станций (ГРС).

5.6. Введение стандартов и нормативов учета газа

На одиннадцатом заседании Межгосударственного совета по вопросам стандартизации, метрологии и сертификации стран – членов СНГ было принято решение о введении в действие с 1 января 1999 г. на территории России и еще десяти стран СНГ (кроме Украины) межгосударственных ГОСТ 8.563.(1.2.3.)-97 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления». При этом перестали действовать некоторые нормативные документы бывшего СССР, в том числе РД 50-213-80 «Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами».

Для решения проблем, возникших между Украиной и другими странами СНГ при заключении контрактов на транзит и поставки природного газа между НАК «Нефтегаз Украины, ОАО «Газпром» (РФ) и ГТК «Туркменнефтегаз» из-за отсутствия единой нормативной базы в сфере метрологического обеспечения измерений объемного расхода газа с использованием метода переменного перепада давления, по рекомендациям УкрЦСМ была создана техническая группа ОАО «Газпром» и НАК «Нефтегаз Украины» по вопросам согласования порядка расчетов количества газа на приграничных измерительных станциях. На основании протокола совещания технической группы в 1999 г., в г. Яремча, Госстандарт и НАК «Нефтегаз Украины» в мае 2000 г. утвердили «Временное положение о порядке расчета расхода и количества газа на всех приграничных ГИС ОАО «Газпром» и ДК «Укртрансгаз».

В ноябре 2004 г. были введены межгосударственные ГОСТы 8.563.(1.2.3.)-97 без национальной поправки. На переходный период (3 года) в Украине параллельно действовали РД 50-213-80 и ГОСТ 8.563.(1.2.3.)-97. Можно сказать, что на законодательном уровне вопрос внедрения в Украине межгосударственных стандартов ГОСТ 8.563.(1.2.3.)-97 решен.

Кроме того, по предложению Украины, на техническом совещании специалистов ОАО «Газпром», НАК «Нефтегаз Украины», ОАО «Белтрансгаз» и АО «Молдовагаз» (2013 г., г. Минск) речь шла о необходимости гармонизации действующих нормативных документов по измерениям объема и количества газа с новым международным стандартом ISO 5167-2003. Подчеркивалось, что российская сторона выполняет работы по разработке нового стандарта по измерениям расхода газа (взамен ГОСТ 8.563), гармонизированного с требованиями указанного международного стандарта. Ориентировочный срок начала введения новых стандартов – не ранее 2007-2008 гг.

Выводы. Таким образом, было принято решение о введении в действие с 1 января 1999 г. на территории России и еще десяти стран СНГ (кроме Украины) межгосударственных ГОСТ 8.563.(1.2.3.)-97 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления». При этом перестали действовать некоторые нормативные документы бывшего СССР, в том числе РД 50-213-80 «Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами». На основании протокола совещания технической группы Госстандарт и НАК «Нефтегаз Украины» в мае

2000 г. утвердили «Временное положение о порядке расчета расхода и количества газа на всех приграничных ГИС ОАО «Газпром» и ДК «Укртрансгаз». В ноябре 2004 г. были введены межгосударственные ГОСТы 8.563.(1.2.3)-97 без национальной поправки. Сейчас действует новый международный стандарт ISO 5167-2003 нормативных документов по измерениям объема и количества газа.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Где началось освоение первых газовых месторождений в стране?
2. Где были первые газопроводы, кратко охарактеризуйте их?
3. Охарактеризуйте период самого интенсивного развития газовой промышленности.
4. Как развивалась газодобыча в восточном регионе?
5. Охарактеризуйте развитие газодобычи в южном регионе.
6. Как осуществляется учет газа?
7. В чем разница газотранспортной и газораспределительной сети?
8. Зачем нужна единая система учета природного газа?
9. В чем суть стандартов и нормативов учета газа?
10. Что такое транзит газа, нефти и в чем отличие от экспорта угля и другой продукции?

6. УЧЕТ ГАЗА, ЦЕНОВАЯ ПОЛИТИКА И ПРОБЛЕМЫ ОТРАСЛИ

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен знать порядок внедрения приборов учета газа, проблемы энергосбережения, ценовую политику касаясь ГТС Украины.

В разделе изложены проблемы внедрения приборов учета газа, ресурсо- и энергосбережения, перспективы развития ГТС Украины.

6.1. Внедрение приборов учета газа

Согласно анализу многочисленных данных СМИ, к 2005 г. на Украине газифицированы почти 11,7 млн. квартир, в которых установлено свыше 4,9 млн. счетчиков газа (для сравнения: в РФ установлено немногим более 2 млн. счетчиков).

Приоритетом программ установки счетчиков является обеспечение учета газа в квартирах, где газ используется для отопления. В жилом фонде этой категории установлено около 4,1 млн. счетчиков газа, или 84 % от их общего количества. Это позволяет учитывать с помощью счетчиков 67 % от общего объема потребления природного газа населением.

Уровень оснащенности квартир, где газ используется для отопления, на 2013 г. достиг по Украине около 99 %.

В 1996 г. на Украине насчитывалось 9,6 млн. газифицированных квартир, за год население использовало 21,5 млрд. м³ природного газа (в т.ч. потери газа – 4,4 млрд. м³). За период с 1996 по 2004 гг. количество газифицированных квартир возросло на 2 млн. (до 11,6 млн.), а потребление газа населением, несмотря на увеличение количества абонентов, снизилось до 17,1 млрд. м³ (с учетом потерь газа в объеме 0,8 млрд. м³), то есть, по сравнению с 1996 г. фактически уменьшилось на 4,4 млрд. м³. (При сохранении тенденции потребления населением природного газа, существующей с 1996 г., в 2013 г. этой категорией потребителей было бы использовано около 37 млрд. м³ газа.)

Таким образом, благодаря определенным мерам, принятым для уменьшения потребления природного газа населением, и, прежде всего благодаря массовой установке бытовых счетчиков газа, сегодня НАК «Нефтегаз Украины» реально экономит 8-10 млрд. м³ газа ежегодно.

Учитывая, что оснащение жилого фонда счетчиками газа способствует снижению социального напряжения среди населения и уменьшению потерь газа, предполагается продлить реализацию программ оснащения жилого фонда счетчиками газа и их закупку с дальнейшей передачей предприятиям по газоснабжению для установки населению в кредит.

Завершается оснащение приборами учета газа бюджетных учреждений и организаций в соответствии с распоряжением Кабмина от 12 апреля 2000 г. По состоянию на 1 марта 2012 г. из более 16868 бюджетных организаций приборами учета газа оснащено 16713 организаций. Осталось установить счетчики в 28 организациях, финансируемых из местных бюджетов, и 17 учреждениях, относящихся к сфере управления министерств.

На конец первого десятилетия XXI в. в Украине насчитывается немногим более 84 тыс. субъектов хозяйствования, учет объемов потребления газа которых ведется с помощью 127 тыс. узлов учета газа. За последние три года заменено около 3,5 тыс. устаревших приборов учета газа и установлено 2,9 тыс. приборов на предприятиях и учреждениях, где они вообще отсутствовали. Еще необходимо заменить 1,6 тыс. устаревших приборов учета и установить около 500 приборов.

Выводы. В Украине газифицированы почти 12 млн. квартир, в которых установлено около 5 млн. счетчиков газа. Уровень оснащенности квартир, где газ используется для отопления, достиг по Украине более 85 %. Благодаря массовой установке бытовых счетчиков газа, НАК «Нефтегаз Украины» экономит 8-10 млрд. м³ газа ежегодно.

6.2. Критерии уменьшения потерь газа

НАК «Нефтегаз Украины» всегда уделяла большое внимание уменьшению потерь газа во время его транспортировки по газораспределительным сетям. С целью решения этой проблемы при участии специалистов НАКа за последние два года разработано и введено в действие 22 нормативно-правовых акта, которые практически урегулировали проблему учета потерь газа. Это, в частности, шесть постановлений правительства, десять приказов Минтопэнерго и других органов центральной исполнительной власти, которыми утверждены положения, методики и т.п.; три постановления НКРЭ; три приказа НАК «Нафтогаз Украины», которыми утверждены порядки, инструкции и прочее.

Благодаря принятым мерам за последние годы сверхнормативные или так называемые коммерческие потери газа удалось уменьшить с 1,87 млрд. м³ в 2001 г. до 1,53 млрд. в 2012 г. и 0,8 млрд. м³ в 2013 г. Хотя протяженность газораспределительных сетей за этот период увеличилась с 237,9 до 268,9 тыс. км, а количество газифицированных природным газом квартир возросла с 10,8 до 11,62 млн. Кроме того, в 2010 г., несмотря на увеличение количества газифицированных квартир на 345 тысяч, к тому же преимущественно в жилом фонде, где газ используется для отопления (это, по расчетам, должно было увеличить потребление природного газа населением на 1,5 млрд. м³), потребление газа уменьшилось по сравнению с 2003 г. на 141 млн. м³, или расчетное уменьшение использования газа населением в 2010 г. составляло 1,64 млрд. м³. То есть, экономия газа в газораспределительных сетях того года составила 2,13 млрд. м³.

Проведенный анализ «коммерческих» потерь газа в газораспределительных сетях позволяет разделить их на две части. Одна из них носит субъективный характер и зависит в некоторой степени от организации работ по обслуживанию систем газоснабжения соответствующими предприятиями, работы абонентских служб и пр. Другая – не зависит от деятельности ОАО по газоснабжению и газификации и носит объективный характер.

Для дальнейшего уменьшения потерь газа и окончательного урегулирования ситуации относительно их объективной доли НАК «Нефтегаз Украины» продолжит совершенствование нормативной базы по определению производственно–технологических расхода/потерь природного газа при его транспортировке по газораспределительным сетям.

Выводы. За последние годы сверхнормативные или так называемые коммерческие потери газа удалось уменьшить, за счет учета потерь газа, установления счетчиков и других необходимых приборов. Экономия газа в газораспределительных сетях последние годы составляет более 2 млрд. м³.

6.3. Проблемы энергоэффективности и энергосбережения

В 2004 г. благодаря внедрению энергосберегающих мер, техники и технологий «Нефтегазу Украины» удалось сэкономить топливно-энергетические ресурсы в объеме 378 тыс. т у.т. (в том числе 343,8 млн. м³ газа), что составляет 2,9 % от общего объема их производственно-технологического расхода. Экономия ресурсов достигнута за счет замены физически изношенных газоперекачивающих агрегатов, внедрения комплекса организационно-технических энергосберегающих мер, использования вторичных энергетических ресурсов и т.п. Приоритетными энергосберегающими технологиями в «Нефтегазе» определены модернизация компрессорных станций путем установки новых газотурбинных агрегатов, внедрение технологии «Водолей» на компрессорных станциях (завершен пилотный проект – создание установки «Водолей-16» мощностью 16 МВт на КС «Ставище»), внедрение (вместе с компанией «Рургаз») компьютерной системы оптимизации работы компрессорных станций газотранспортной системы Украины с целью минимизации расхода топливного газа.

Начата работа, направленная на создание собственной системы энергогенерирующих установок (в том числе и когенерационных: электроэнергия + тепло), которые используют вторичный энергетический ресурс предприятий «Нефтегаза» – тепловую энергию выхлопных газов газоперекачивающих агрегатов, избыточное давление газа на газораспределительных станциях, некондиционный газ нефтегазовых месторождений. Реализация этого энергоресурса в полном объеме может обеспечить введение в действие до 2000 МВт электрических мощностей. Целью проекта является обеспечение предприятий «Нефтегаза» электроэнергией собственного производства, уменьшение удельных объемов выбросов парниковых газов, а в конечном итоге – улучшение энергетической и экономической эффективности работы компании.

На конец первого десятилетия на Локачском газовом месторождении (ГК «Укргаздобыча») введено в действие две электростанции общей мощностью 8,8 МВт, которые используют газ регенерации. Разрабатывается ТЭО сооружения когенерационной энергоустановки мощностью 19,6 МВт на КС «Боярка» (ГК «Укртрансгаз»), проводится работа по созданию энергогенерирующих объектов на Юлиевском нефтегазовом месторождении.

В середине первого десятилетия завершена разработка ТЭО внедрения турбодетандерных электростанций в газотранспортную систему Украины. Наличие технико-экономического обоснования является необходимым условием привлечения инвестиций для реализации этого проекта. В плане модернизации газораспределительных станций ГК «Укртрансгаз» предусмотрено создание турбодетандерной электростанции мощностью 6 МВт.

В отечественной нефтегазовой компании немало сделано для приведения в порядок учета газа и энергосберегающих технологий. Но этот процесс должен продолжаться постоянно.

Выводы. Благодаря внедрению энергосберегающих мер, техники и технологий «Нефтегазу Украины» удастся экономить значительные объемы топливно-энергетических ресурсов, до 2-3 % от общего объема их производственно-технологического расхода. Начата работа, направленная на создание собственной системы энергогенерирующих установок (в том числе и когенерационных: электроэнергия + тепло), которые используют вторичный энергетический ресурс предприятий «Нефтегаза» – тепловую энергию выхлопных газов газоперекачивающих агрегатов, избыточное давление газа на газораспределительных станциях, некондиционный газ нефтегазовых месторождений. Реализация этого энергоресурса в полном объеме может обеспечить введение в действие до 2000 МВт электрических мощностей.

6.4. Ценовая политика на перспективу

Влияние роста мировых цен на нефть на стоимость нефтепродуктов в Украине в последнее время отмечали многие специалисты. Обсуждаются проблемы изменения на мировом рынке нефти, которые отражаются на нашей республике, а также взаимосвязь общемировых тенденций и отечественных реалий. Если говорить коротко, то главный вывод, который внедряют в сознание украинских потребителей топлива операторы рынка – это то, что к нынешнему уровню цен на нефтепродукты остается только привыкнуть. Россия начинает подтягиваться к мировым тенденциям, а украинский рынок коррелируется с российским. Россия начинает играть все большую роль в мировой нефтяной индустрии, а мировой рынок нефти в настоящее время переживает один из самых напряженных периодов за последние 30 лет, что и обуславливает беспрецедентный рост цен. Влияют на это как экономические, так и политические факторы.

В последнее время изменились глобальные центры потребления нефти, в частности, стремительно растет спрос на нее в Китае, Индии, Средней Азии. Увеличивается также потребление в Европе и США, причем в Европе все большую долю занимает российская нефть. С другой стороны, изменяются и традиционные страны – поставщики нефти на мировой рынок. Уровень добычи в Мексиканском заливе и Северном море падает, страны ОПЕК достигли почти предела своих возможностей. В то же время растет добыча в России, в

Западной и Северной Африке. В таких условиях транспортная инфраструктура не успевает перестраиваться, в результате чего возникает региональный дефицит. На формирование новой инфраструктуры доставки сырья, по оценкам международных аналитиков, может уйти от 3 до 5 лет. Кроме того, экологические проблемы ужесточаются, что также повышает страховые, фрахтовые и прочие затраты.

Среди других экономических факторов отмечается изменение структуры спроса – растет потребность в легких и средних дистиллятах, а потребление мазута сокращается. При этом мощностей для глубокой переработки нефти не хватает. Кроме того, ограниченный объем нефтехранилищ в мире приводит к тому, что нефть «сейчас» стоит дороже нефти «завтра». А уровень запасов в последние годы снизился, т.е. НПЗ стремятся перерабатывать нефть «с колес».

Кроме того, цена нефти все в большей степени определяется политическими факторами. На сегодняшний день так называемая «премия за политические риски» достаточно высока – на уровне \$ 40-50 за тонну, что составляет около 25 % цены. Это связано с длительной нестабильностью на Ближнем Востоке и международным терроризмом. Таким образом, мир перешел на новый уровень цен на нефть – \$ 150-160 за тонну. Такой уровень цен может сохраниться в ближайшие 5 лет. Хотя, крупнейшие производители нефти не стремятся к тому, чтобы высокая цена долго держалась на рынке. В истории уже был период резкого роста цен на нефть, и тогда многие страны начали переориентироваться на альтернативные источники энергии.

Добыча нефти в России растет на 10-11 % ежегодно, хотя во всем мире рост на 2-3 % считается хорошим показателем. Поэтому Россия достаточно активно развивает свои транспортные возможности для улучшения доступа на мировой рынок – это Балтийская трубопроводная система, КТК, перспективные проекты – строительство нефтепровода до Мурманска, в Находку, Китай, которые дадут возможность реализовывать растущие объемы добычи сырья.

Все компании-операторы украинского нефтерынка являются самостоятельными юридическими единицами и покупают нефть на коммерческих условиях – как у своих материнских компаний, так и у других поставщиков на рынке. Так, «ТНК – Украина» покупает у материнской компании «ТНК – ВР» только 50 % сырья, остальное – у компаний «Башнефть», «Роснефть», у средних и малых российских нефтедобывающих компаний, у казахских производителей. Все они заинтересованы в более высокой стоимости продукции. ЗАО «Укртатнефть» покупает на свободном рынке 50-70 % сырья.

Крупными посредниками являются нефтеперерабатывающие предприятия, такие как ОАО «ЛУКОЙЛ – Одесский НПЗ», ОАО «Херсоннефтепереработка», НК «Альянс – Украина», Кременчугский НПЗ, «ТНК – Украина», Лисичанский НПЗ и др. Техническое усовершенствование НПЗ в долгосрочной перспективе должно окупиться за счет повышения цен на топливо. Например, Одесскому НПЗ на техническое переоснащение для выпуска бензинов по стандартам ЕВРО-3 необходимо вложить около \$ 300 млн.

Нынешние украинские ГОСТы качества нефтепродуктов уже не соответствуют требованиям автомобилей, так как на Украине иномарок становится все больше и больше.

Выводы. В последнее время изменились глобальные центры потребления нефти. Транспортная инфраструктура не успевает перестраиваться и возникает региональный дефицит. На формирование новой инфраструктуры доставки сырья, может уйти от 3 до 5 лет. Цена нефти чаще определяется политическими факторами. «Премия за политические риски» – на уровне \$ 40-50 за тонну, что составляет около 25 % цены. Это связано с длительной нестабильностью на Ближнем Востоке и международным терроризмом. Поэтому, мир перешел на новый уровень цен на нефть – \$ 150-160 за тонну.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Охарактеризуйте проблему внедрения приборов учета газа в стране.
2. Укажите основные критерии снижения потерь газа.
3. За счет чего удастся экономить энергоресурсы?
4. Укажите глобальные центры потребления газа.
5. Где растет добыча газа в настоящее время, в каких регионах?
6. Почему основные газодобытчики не радикально увеличивают цены на газ?
7. У кого украинские компании покупают нефть?
8. Для чего отечественным НПЗ необходимо техническое переоснащение?

7. ДЕГАЗАЦИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД НА ШАХТАХ СКВАЖИНАМИ, ПРОБУРЕННЫМИ С ПОВЕРХНОСТИ

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен знать основные направления, задачи и этапы организации поверхностной дегазации терригенных пород.

В разделе изложены задачи выполнения предварительной, текущей и постэксплуатационной дегазации шахт, а также этапы организации поверхностной дегазации терригенных пород.

7.1 Основные направления

Скважины, пробуренные с поверхности, предназначены для повышения безопасности горных работ, извлечения и возможной утилизации метана. Различают предварительную, текущую и постэксплуатационную дегазации горного массива.

Предварительная дегазация терригенных пород скважинами, пробуренными на нетронутый горными работами массив, выполняется с целью извлечения и утилизации метана из предназначенных к отработке угольных пластов и залегающих в непосредственной близости к ним песчаников для снижения поступления метана в горные выработки, которые будут пройдены в последующие этапы освоения месторождения.

Текущая дегазация терригенного массива выполняется опережающими скважинами на подрабатываемый угле вмещающий массив, с целью извлечения и утилизации метана из указанного массива для предотвращения попадания метана в выработанное пространство, примыкающее к лаве отработываемого пласта, и снижения метанообильности шахты.

Постэксплуатационная дегазация терригенного массива выполняется скважинами, пробуренными на старые горные выработки и восстановленными старыми дегазационными скважинами, с целью извлечения и утилизации метана из подработанного и надработанного угле вмещающего массива для снижения поступления метана в горные выработки шахты из пород, заполняющих выработанное пространство, и в конечном итоге, общей метанообильности шахты [6].

В настоящее время на шахтах накоплен большой опыт извлечения метана из опережающих дегазационных скважин, пробуренных на подрабатываемый горный массив, который должен послужить основой для развития работ по всем вышеперечисленным направлениям. Широкомасштабному проведению работ по дегазации терригенных массивов скважинами, пробуренными с поверхности, должно предшествовать опытно-промышленное освоение технологий бурения и извлечения метана, базирующихся на анализе имеющихся данных, проверке предлагаемых методов, комплексном подходе к организации работ. Детально это описано в Горной энциклопедии, т.2, 1986 г.

Выводы. На площади действующих газоносных угольных шахт выполняется комплекс дегазационных работ, включающий предварительную,

текущую и постэксплуатационную дегазацию. Предварительная выполняется на нетронутый горными работами массив. Текущая – на подрабатываемый массив. Постэксплуатационная – на старые горные выработки.

7.2 Основные задачи планируемых работ

Успешное развитие работ по дегазации терригенного массива коренным образом зависит от правильного выбора геолого-геомеханической модели формирования зон скопления метана в угленосной толще.

Модель должна базироваться на существующих представлениях о распределении газов в угленосных отложениях, дополняться новыми данными геофизических, геохимических, геомеханических, геологических и газодинамических исследований, проверяться экспериментальными и опытно-промышленными опробованиями и совершенствоваться с учетом получаемых результатов фактических испытаний по дегазации на скважинах, пробуренных с поверхности.

Предварительная дегазация

Предварительная дегазация осуществляется в ненарушенном горными работами осадочном массиве заблаговременно, с целью снижения поступления метана в горные выработки, которые будут пройдены в последующие этапы освоения угольного месторождения.

Основные объекты – угольные пласты, в которых газ находится, в основном, в сорбированном состоянии и породы-коллекторы, в основном, это песчаники, в которых газ находится в свободном и водорастворенном состоянии.

Проницаемость угольных пластов характеризуется сотыми и тысячными долями миллидарси (мД), что, как показывает опыт, накопленный в США, позволяет извлекать из них газ только с применением гидроразрыва. Причем после проведения гидроразрыва необходимо закачивать в пласт закрепляющий материал (пропант или песок), который удерживает трещины в раскрытом состоянии.

Проницаемость песчаников на шахтных полях Донбасса колеблется, в среднем, от сотых до десятых долей миллидарси. Единичные измерения приближаются к 1 мД. Это также свидетельствует о крайне слабой фильтрации газа, однако позволяет предполагать возможное формирование зон, в которых фильтрация газа возможна. Но и в этих зонах она будет существенно ниже фильтрации газа на газовых месторождениях. В этой связи извлечение метана из песчаников также возможно после применения гидроразрыва или других видов воздействия, интенсифицирующих газовыделение, например вибровоздействие.

Основной задачей при выборе модели формирования газонасыщенных зон в терригенном массиве, не нарушенном горными выработками, является обоснование и выбор геологических, геофизических или геохимических параметров, определение которых позволяло бы прогнозировать положение таких зон в массиве.

За основу принимаются тектонические условия залегания угленосных отложений. На фоне пологого моноклиналиного залегания пород выделяются локальные синклиналиные и антиклиналиные складки, в пределах которых угли и породы максимально нарушены трещиноватостью. Этот факт благоприятен для интенсивного развития трещин в процессе гидроразрыва как по углям, так и по песчаникам. Пространственное положение складок (особенно по падению) фиксируется построением карт локальных структур, являющихся проекцией поверхности пласта (угольного или песчаника) на наклонную плоскость.

Наличие в порах песчаников влаги, в среднем 60-70 % пор заполнены влагой, существенно снижает газоемкость пород. В то же время известно, что выбросоопасные песчаники характеризуются низкими значениями содержания влаги в порах, от 10 до 30 %. На шахтах Донбасса происходили выбросы песчаников, что свидетельствует о возможном нахождении зон, в которых степень заполнения пор песчаника влагой будет в пределах 10–30 %. Такие зоны, как правило, приурочены к стрежневым участкам палеопотоков, формировавших песчаные толщи. Пространственное положение стрежневых участков палеопотоков фиксируется на картах относительной мощности конкретных песчаников, которые отражают отношение мощности песчаника к мощности выбранного геологического интервала, ограниченного маркирующими горизонтами известняков или углей, то есть существовавшего в четко фиксированный интервал геологического времени.

Чем больше это отношение, тем более длительный период существовал поток, приносящий обломочный песчаный материал, что обусловило большую зернистость песчаного осадка, меньшую глинистость и, как следствие, большую пористость и меньшую влажность песчаника, так как влага удерживается глинистыми частицами, обладающими большей удельной поверхностью.

Наиболее благоприятными зонами для скопления свободного метана в песчаниках будут места пересечения стрежневых участков палеопотоков с антиклиналиными локальными структурами.

В стрежневых участках палеопотоков песчаники характеризуются максимальной газоемкостью, в антиклиналиных локальных структурах формируются трещиноватые зоны, улучшающие фильтрацию газа.

Подтверждением такой модели являются многочисленные выбросы газа в геологоразведочных скважинах, происходящих из песчаников – основных коллекторов терригенных отложений Донбасса. Наиболее частые выбросы газа приурочены к пересечениям антиклиналиных локальных складок и стрежневых участков палеопотоков.

Благоприятные зоны для скопления свободного метана могут быть выявлены там, где размеры локальных антиклиналиных складок больше, а палеопоток мощнее. Такие зоны рекомендуются для первоочередного разбуривания скважинами для предварительной дегазации или добычи и утилизации газа. В проекте строительства скважины необходимо обязательно предусмотреть проведение испытаний песчаников и угольных пластов рабочей мощности (пластоиспытателем для определения давления газа, дебита газа и

воды, состава газа и воды). Конструкция скважины должна быть рассчитана на проведение гидроразрыва в песчаниках, испытания которых подтвердят целесообразность их дегазации. Необходимо также предусмотреть проведение электрогидроимпульсного воздействия, с целью интенсификации газовыделения, в комплексе с мероприятиями по освоению скважины и вызову притока газа. К ним относятся: оборудование устья скважины, спуск насосно-компрессорных труб, замена глинистого раствора на воду и воздух, проведение контрольных исследований производительности скважины и замер пластовых и устьевых давлений, статических и рабочих.

Бурение и опробование такой скважины, в качестве опорной, позволит ответить на вопрос о правильности выбора модели, об эффективности методов воздействия, о возможностях и эффективности предварительной дегазации терригенных массивов. Необходимо дальнейшее исследование проблемы выделения тектонически нарушенных зон, благоприятных для скопления и сохранения свободного метана, в частности, в пределах флексурных перегибов, например Ветковской, Чайкинской и других. В этих условиях особое внимание должно быть уделено породам-покрышкам, обеспечивающим газоупор и сохранность скоплений метана.

Текущая дегазация

Текущая дегазация осуществляется путем бурения поверхностных дегазационных скважин на подрабатываемый терригенный массив с целью снижения поступления метана в выработанное пространство за подвигающейся лавой и, в конечном итоге, общей метанообильности шахты.

Основной объект – разуплотненный углепородный массив над разрабатываемым угольным пластом. Метан сосредотачивается в разуплотненных породах коллекторах, а также десорбируется из частично разгруженных от горного давления угольных пропластков, в основном, в нескольких интервалах пород кровли, которые располагаются в породах кровли – до 300 м над разрабатываемым пластом.

После отработки угольного пласта происходит «посадка» пород кровли. Породы в кровле отрабатываемого пласта будут разуплотняться, растрескиваться, разделяясь на зону полного обрушения (II – зона, 10-30 м), зону интенсивной трещиноватости (III – зона, 30-80 м) и зону слабой трещиноватости (IV – зона, 80-130 м). Указанные интервалы существенно зависят от физико-механических свойств горных пород, степени катагенетических преобразований, угла падения пород, глубины, существующих тектонических проявлений и других факторов.

Миграция разуплотненной зоны вверх зависит от горно-геологических условий для каждой конкретной лавы, что обуславливает эффективность работы дегазационной скважины. В конечном счете, разуплотненная зона доходит до поверхности, образуя мульду сдвижения. Чем больше угольных пластов отработано, тем больше будет мульда сдвижения. Время выхода на поверхность указанной мульды зависит от многих причин, основные из которых: глубина отработанных пластов и степень вторичных преобразований пород. В процессе сдвижения вскрываются зоны скопления метана, который

уходит в ту сторону, где меньше пластовое давление, независимо от того, вверх, вниз или в сторону.

Основной задачей при выборе модели формирования газонасыщенных зон в подрабатываемом горными работами терригенном массиве является обоснование и выбор геологических и геомеханических параметров, учет которых позволил бы прогнозировать положение таких зон в массиве, повысить эффективность работы дегазационных скважин, обосновать применение методов освоения и эксплуатации скважин.

За основу принимается модель формирования зон разуплотнения над разрабатываемым угольным пластом. Основной зоной газонакопления считаются песчаники, угольные пласты и пропластки зоны III и частично зоны IV, которые аккумулируют освобождающийся метан, в том числе, частично из угольных пластов и песчаников зоны II (от 10 до 30 м над разрабатываемым пластом).

Количество извлекаемого метана и его дебиты будут усиливаться в зависимости от положения лавы относительно вышеперечисленных геологических условий – локальной складчатости и положения стречневых участков палеопотоков. Однако, эти условия не являются определяющими, они лишь усиливают или ослабляют газовыделение. Существенное влияние могут оказывать породы-покрышки, расположенные на верхней границе III или IV зоны (по М.А. Иоффису). К таким породам-покрышкам следует относить комплекс – известняк, перекрытый аргиллитом. Известняк, как прочная порода сдерживает прогибание вышележащих слоев аргиллита, обуславливая газонепроницаемый упор на пути газа вверх. Отсутствие такого упора приводит к распространению разуплотнения в зону IV или выше, что увеличивает мощность разуплотненной зоны, но уменьшает концентрацию разуплотнения. В этом случае происходит медленное и слабое истечение метана в скважину, однако более активно могут отдавать газ породы в зоне II.

Проверка модели может быть осуществлена путем построения карт распространения пород-покрышек в пределах шахтного поля и сравнения эффективности и параметров работы дегазационных скважин в различных условиях. Результаты сравнения позволят скорректировать конструкции скважин, правильно организовать их заканчивание и освоение. Главное внимание должно быть уделено исключению попадания метана в лаву при подработке дегазационной скважины и увеличению срока работы таких скважин, путем применения прочисток, промывок и продувок, а также работы с вакуумированием после окончания работы под давлением.

Постэксплуатационная дегазация

Постэксплуатационная дегазация должна осуществляться с целью снижения поступления метана в шахту из выработанного пространства, извлечения и утилизации метана, исключения внезапных прорывов метана в лавы из выработанного пространства и, в конечном итоге, снижения общей метанообильности шахты за счет уменьшения поступления метана в горные выработки из выработанного пространства.

Основной объект – разуплотненный терригенный массив, занимающий выработанное пространство, а также над и под ним. В зависимости от горно-геологических условий метан скапливается в разуплотненных породах занимающих выработанное пространство под избыточным давлением. В эти породы свободный метан мигрирует из зон скопления в разуплотненных породах-коллекторах, расположенных над и под ними, а также десорбируемый метан из угольных пропластков и из рассеянной органики разрыхленных алевролитистых и аргиллитистых пород непосредственной кровли отработанного угольного пласта.

В породах-коллекторах, расположенных над и под выработанным пространством, метан находится под избыточным давлением, что обуславливает его фильтрацию в разуплотненные породы, заполняющие выработанное пространство. Режим его фильтрации может быть затруднен, если происходит уплотнение пород, заполняющих выработанное пространство, обеспечивающее его изоляцию от проникновения метана, в том числе за счет попадания воды и пластификации аргиллитистых пород.

Основной задачей при выборе модели формирования газонасыщенных зон на отработанных участках шахтного поля является обоснование и выбор геологических и геомеханических параметров, учет которых позволил бы прогнозировать положение таких зон в массиве, обеспечить эффективную дегазацию отработанных участков и обосновать применение методов освоения и эксплуатации дегазационных скважин.

За основу принимается модель формирования зон разуплотнения над разрабатываемым угольным пластом. Учитываются ранее проведенные работы по дегазации и их эффективность, удаленность выбранных для дегазации участков от действующих горных выработок, геолого-геомеханические условия формирования зон скопления в, над- и подработанном терригенном массиве, с учетом восстановления горного давления.

Наличие благоприятных для скопления свободного метана геологических условий – локальные антиклинальные складки, стречневые участки палеопотоков в песчаниках и, главное, наличие пород-покрышек на верхней границе III и IV зон разуплотнения над отработанным угольным пластом, обуславливают возможность его накопления под избыточным давлением, что обеспечивается также накоплением воды в нижней части коллектора, изолирующей газ от его быстрого истечения в разуплотненные породы, заполняющие выработанное пространство.

Определение распространения пород-покрышек на верхних границах III и IV зон (в интервале 80-300 м над отработанным пластом) путем построения соответствующих карт позволит оконтурить участки скопления свободного метана с избыточным давлением. В случае близости места расположения скважины от действующих горных выработок бурение поверхностных дегазационных скважин должно заканчиваться за 15-30 м до выработанного пространства с целью предотвращения поступления метана в горные выработки, а освоение скважины возможно только путем её полного осушения (с помощью компрессора и насосно-компрессорных труб). После эксплуатации

скважины под давлением и её обводнения, можно разбурить скважину до выработанного пространства, что позволит понизить уровень воды в скважине, и дальнейшую её эксплуатацию проводить с помощью вакуумных насосов.

В случае удаленности места расположения скважины от действующих горных выработок и отсутствия пород-покрышек, скважина должна пересекать выработанное пространство, нижняя её часть обсаживается фильтром и дегазация осуществляется с помощью вакуумных насосов.

Полный анализ геолого-геомеханических условий в сочетании с исследованием причин быстрого прекращения работы или отсутствия эффективной работы ранее пробуренных дегазационных скважин, позволит разработать методику их восстановления. В случаях, если такой причиной является зашламование или обводнение скважин возможна их прочистка, промывка и продувка. При пережимах обсадных колонн, обусловленных сдвижением горных пород, восстановление скважин затруднительно.

На шахтах накоплен опыт заканчивания скважин с расположением их активной части в зоне полных сдвижений по касательной к направлению разрушения блоков пород или к границам зоны полного сдвижения. Такое криволинейное расположение фильтрационной части колонны параллельно одной из границ полного сдвижения не выводит её из строя даже в случае разрыва в продольном направлении, благодаря скользящей не зацементированной перфорированной колонны. Пережимы в данном случае могут происходить только при нарушении данной технологии в процессе бурения и заканчивания скважин.

Апробация новых моделей

Учитывая развитие геофизических, геохимических, геологических, геодинамических и геомеханических исследований, проводящихся на шахтах, получаемые новые результаты и новые представления о модели формирования зон скопления газа (природные и техногенные), должны проверяться в комплексе с базовыми моделями. Корректировка базовых моделей должна проводиться после всестороннего анализа полученных результатов испытаний. Их совершенствование должно быть направлено на повышение эффективности работы дегазационных скважин, пробуренных с поверхности.

Основные виды работ по дегазации терригенного массива скважинами, пробуренными с поверхности

Предварительная дегазация

I. Стадия – опытно-промышленное освоение технологий

Геологические задачи:

а) выбор объектов, максимально благоприятных для скопления свободного метана в терригенном массиве;

б) оценка ресурсов метана в пределах выбранных объектов (в углях и породах-коллекторах);

в) бурение разведочной скважины на выбранном объекте с проведением испытаний газодинамических характеристик пород-коллекторов и углей;

г) подготовка скважины (скважин) для опытно-промышленного освоения.

Технические задачи:

а) опробование технологий интенсификации газопритоков в разведочной скважине: метод электрогидроимпульсного воздействия; метод гидроразрыва;

б) опробование технологий освоения скважин, вызова и поддержания газопритока;

в) опытно-промышленная эксплуатация скважины; отработка технологии извлечения и утилизации газа, извлечения и захоронения воды.

II. Стадия – широкомасштабного освоения

Геологические задачи:

а) обоснование и выбор объектов для широкомасштабного освоения;

б) оценка извлекаемых ресурсов метана в углях и породах в пределах выбранных объектов;

в) бурение промышленных скважин для предварительной дегазации.

Технические задачи:

а) организация работ по интенсификации и извлечению метана из угленосного массива;

б) организация работ по утилизации газа и захоронению воды.

Текущая дегазация

Учитывая опыт работ на шахтах по этому направлению и исходя из проведенного предварительного анализа результатов работ по дегазации подрабатываемого угленосного массива, главное внимание следует уделить повышению эффективности работы дегазационных скважин.

Геологические задачи:

а) геолого-геомеханическое обоснование параметров бурения, конструкции и заканчивания скважин;

б) геолого-геомеханическое обоснование методов освоения скважин.

Технические задачи:

а) обеспечение устойчивой работы скважин; поддержание оптимальной депрессии на пласты;

б) периодическая прочистка и продувка скважин;

в) обоснование и проверка возможного поэтапного вовлечения в эксплуатацию разуплотненных зон (снизу вверх), с применением перфорации и методов интенсификации;

г) организация периодического контроля состояния скважин (заводнение, зашламование, пережимы).

Постэксплуатационная дегазация

I. Стадия – опытно-промышленное освоение технологий

Геологические задачи:

а) обоснование и выбор объектов максимально благоприятных для скопления свободного метана в разуплотненных породах (техногенные залежи);

б) бурение скважин на выбранных объектах с проведением испытаний газодинамических характеристик зон-коллекторов;

в) оценка ресурсов газа в пределах выбранных объектов.

Технические задачи:

а) обоснование параметров бурения и конструкции скважин;

б) опробование технологий восстановления старых не работавших скважин;

в) опробование технологий освоения и эксплуатации скважин;

г) опытно-промышленная эксплуатация скважин; отработка технологий извлечения и утилизации газа, утилизация попутно извлекаемой воды.

II. Стадия – широкомасштабного освоения

Геологические задачи:

а) обоснование и выбор объектов для широкомасштабного освоения;

б) оценка извлекаемых ресурсов метана в пределах выбранных объектов;

в) обоснование оптимального расположения скважин.

Технические задачи:

а) организация работ по широкомасштабному извлечению и утилизации метана.

Дегазация терригенного массива выполняется как с поверхности, так и с горных выработок. Поскольку второй вариант существенно дешевле, он является основным для угольных шахт. Требования к дегазации угольных шахт изложены в стандарте Минтопэнерго Украины: СОУ 10.1.00174088.001-2004.

Поверхностной дегазации в этом документе уделена одна страница, поэтому вышеизложенная последовательность разных этапов и видов дегазации скважинами с поверхности, разработанная после выхода СОУ, представлена здесь в расширенном виде.

Выводы. Модель дегазации массива должна базироваться на существующих представлениях о распределении газов в угленосных отложениях, дополняться новыми данными геофизических, геохимических, геомеханических, геологических и газодинамических исследований. Основные объекты – угольные пласты и коллекторы, имеющие максимальную газоносность. Предварительная дегазация выполняется методом гидроразрыва угольных и песчаных пластов. Наиболее благоприятными зонами для скопления свободного метана в песчаниках будут места пересечения стречневых участков палеопотоков с антиклинальными локальными структурами.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое предварительная дегазация массива и зачем она нужна?
2. Охарактеризуйте текущую дегазацию массива и причины ее применения?
3. Дайте характеристику постэксплуатационной дегазации массива.
4. Зачем нужен периодический контроль состояния скважин?
5. Какая средняя проницаемость пород Донбасса на разных подстадиях катагенеза?
6. Сколько выделяется зон разуплотнения пород кровли и их мощность?
7. По какой причине бурение скважин с поверхности должно заканчиваться за 10-15 м над рабочим пластом?
8. Что такое мульда сдвижения и как она образуется?
9. Почему сочетание известняка и аргиллита относят к породам покровкам?
10. Укажите причину увеличения свободного газа в месте сочленения положительных локальных структур и палеопотоков.

8. КОГЕНЕРАЦИОННАЯ СТАНЦИЯ НА ШАХТЕ ИМ. А.Ф. ЗАСЯДЬКО

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен знать основные принципы организации и постройки когенерационных электростанций на базе шахтного метана.

В разделе изложены возможности утилизации шахтного газа-метана, получении прибыли и улучшении экологических проблем и безопасности горных работ.

Донецкий угольный бассейн в последние годы стали по-праву именовать углегазовым или газоугольным. Поскольку уголь, по-сути, является совокупностью газов в твердом виде (углерода, водорода, кислорода), все угольные бассейны вмещают газы, как в свободном, так и сорбированном виде. Разница между геологическими условиями залегания угольных бассейнов сводится, в основном, к оценке степени литологических преобразований всей угленосной толщи. На стадии диагенеза уголь представлен марками Б (бурый уголь), это фактически уплотненный торф. Вмещающие породы, в основном, рыхлые, не являющиеся плотными покрывками, удерживающими метан (который легче воздуха) и последний уходит в атмосферу. По этой причине в диагенетических угленосных отложениях газа еще сравнительно мало. В отложениях позднего катагенеза, где развиты угли марок Т и А, метана и других газов уже сравнительно мало. Проблема заключается в том, что основные преобразования угольного вещества происходят на подстадиях раннего и среднего катагенеза (уголь марок Д, Г, Ж, К, ОС). На этих подстадиях породы из рыхлых осадков уже превратились в осадочные плотные, сцементированные отложения, с пористостью от 20-25 до 15-18 % (ранний катагенез) и от 15-18 до 5-6 % (средний катагенез). Выделяющийся в процессе непрерывной углефикации газ, скапливается в межзерновом и трещинно-поровом пространстве осадочных пород. Особенно много его в так называемых ловушках – трещинных зонах, перекрытых плотными покрывками, положительных локальных структурах, зонах фациального выклинивания и других.

Общеизвестно, что уголь марок Г, Ж, К – наиболее ценный по своим технологическим свойствам, из него делают кокс для плавки металлов. При этом, породы, вмещающие их, являются самыми газоносными (газоносность самого угля увеличивается к антрацитам до 40 м³/т добытого угля). В последние годы наметилась общая тенденция не выбрасывать метан в атмосферу, а использовать как дополнительный энергоисточник для получения электро- и теплоэнергии. Опытом утилизации шахтного метана на шахте им. А.Ф. Засядько поделился один из руководителей данного арендного предприятия – Б.В. Бокий [4-5].

Он напомнил, как в 2007 г. произошла авария на донецкой шахте им. А.Ф. Засядько, когда погибло много горняков в трех взрывах газовоздушной смеси. В научных кругах особого интереса к изучению этой аварии не

проявилось. В последующее время специалисты и рабочие шахты сделали многое для самореанимации. На этой шахте уже не один год ведутся активные научные разработки. Они нацелены на разрешение нескольких актуальных проблем, острых не только для данной шахты, но и всей угольной отрасли. Возрождение шахты началось с параллельной разработкой фактически новой для отрасли научно-технологической системы утилизации шахтного метана.

Полученный на шахте результат имеет и национальное значение. Потому что арендное предприятие «Шахта им. А.Ф. Засядько» вывело Украину на международный экологический уровень. Наша страна (первой из стран СНГ) передала в японский реестр почти 1,5 миллиона ранних единиц сокращения выбросов парниковых газов, полученных в результате реализации проекта совместного осуществления утилизации метана на этом предприятии, по всем стандартам Киотского протокола. В экологически опасном Донцке осуществилась первая отечественная «зеленая» инвестиция, где 4 года шли работы в рамках Киотского протокола на уникальном для Украины (да и всей Восточной Европы) плацдарме – шахтной когенерационной электростанции (КГЭС). Когенерационной она называется потому, что вырабатывает не только электричество, но и тепло – горячую воду. В результате суммарный КПД составляет более 90 %.

Этот масштабный проект дегазации, реализованный за счет средств шахты (затраты составили более 500 млн. грн.), дал ключ к решению двух актуальных задач: повышению уровня безопасности труда шахтеров и утилизации метана. Экологическую цель специалисты обозначили для самих себя так: довести до 90 % забора газовоздушной смеси из забоя (пока этот показатель в других странах составляет около 60 %), чтобы полученный газ «запускал» выработку электрической и тепловой энергии, а также обеспечивал работу сети газозаправочных станций для автомобилей.

На открытие первой очереди КГЭС в мае 2005 г. на шахту прибыли представители правительства. Позже, освоенная донецкой шахтой технология утилизации метана конвертировалась в самую ценную «зеленую» валюту в мире – право продавать свои квоты выбросов парниковых газов. Шахта им. А.Ф. Засядько первой смогла пройти установленные международные процедуры со своим международным проектом по сокращению выбросов, но ее пример и опыт не востребован и медленно движется строительство подобных когенерационных станций в Украине.

На шахте отвечает за данное направление заместитель генерального директора арендного предприятия по внедрению новых технологий и комплексного развития предприятия, доктор технических наук Б.В. Бокий. По его мнению, анализ чужих успешных наработок не позволил разработать сам проект, проблема была в том, что украинские ученые не могли предложить новых идей, а опыт ученых Европы и США был неприемлем по простой причине: горно-геологические условия донецкой шахты природно специфичны. Низкая проницаемость пластов, их глубокое залегание серьезно усложняло саму возможность попутной добычи и утилизации метана. Привычная для

других стран практика гидроразрыва была тупиковой (при 5 % эффективности дегазации).

В итоге специалистам пришлось делать свой проект, а разработка самой концепции дегазации была заказана коллегам из Германии (там более схожие горные условия, есть и опыт работы КГЭС). Немецкие специалисты несколько месяцев тщательно изучали ситуацию на месте. Ценными оказались также рекомендации ученых Макеевского НИИ по безопасности работ в горной промышленности и Днепропетровского Института геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины. Изготовителей оборудования пришлось искать по всему миру. Данный проект получил в 2006 г. «Письмо одобрения» Кабмина Украины. По заключенным со Швейцарией, Голландией, Австрией и Японией контрактам шахта получила доступ к передовым мировым энергосберегающим технологиям – закупила оборудование по утилизации метана и запустила когенерационную электростанцию.

Продажа квот – процесс, жестко регламентированный нашим законодательством. Постановлением Кабмина № 221 в Украине введены так называемые СЗИ – «схемы зеленых инвестиций», то есть все средства, получаемые в результате эмиссионной торговли, должны использоваться только на целевые проекты, направленные на сокращение выбросов газов, их поглощение и адаптацию к изменению климата.

Сегодня КГЭС воплотила самые передовые мировые технологии утилизации и когенерации. Станция на минимальных концентрациях (25 %) метана (в мире – 33-35 %) способна утилизировать за 1 час работы до 34 тыс. м³ шахтного воздуха, содержащего не менее 8,5 тыс. м³ метана. По последним данным, на 1 ноября 2008 г. в рамках проекта было утилизировано более 123 млн. м³ метана и произведено более 400 млн. кВт/ч электроэнергии. Сокращено более 2 млн. тонн выбросов в эквиваленте CO.

При выполнении проекта сложнее всего было определиться с закупкой труб (их требовалось много для укладки в выработках). Стоимость труб существенно зависит от стоимости металла. В других странах эту проблему решают иначе: в США, затем в Германии, теперь и в России стали применять пластиковые трубы (антистатические и негорючие). В Украине можно было бы тоже построить завод или совместное предприятие открыть, но руководство Минугля не способствует этому.

Для решения такой проблемы как бурение подземных скважин до 300 м по прочным породам (диаметр – 150 мм, чтобы увеличить объем забора метана), Е.Л. Звягильский (председатель совета арендаторов шахты) встретился с президентом Национальной Академии Наук Украины академиком Б.Е. Патонем, предложил ученым интересную научную задачу – создание породоразрушающего инструмента для эффективного бурения глубоких скважин. В итоге получили хорошие результаты исследований по твердым породам с применением инструмента (с особыми коронкой и адаптерами).

Теперь можно бурить скважины длиной 180 м (с диаметром скважины в 132 мм). Причем эти коронки бурят более 1 км и подлежат восстановлению. В скважине не надо менять коронку, меньше изнашиваются буровые трубы,

станок реже требует ремонта. Сравнить просто: раньше применялись дорогостоящие долота и приходилось их менять после работ на 70 м, немецкие – на 150 м, а патоновские – уже на 1 км. Это твердосплавные материалы, алмазные. Использовались при пайке специальные составы. Было испытано 6 коронок (одна стоит 20 тыс. долларов США). Пока это дорого, но с запуском промышленного выпуска цена станет ниже.

Поэтому есть-таки украинская техника, которой можно гордиться. Это – вакуумные насосы сумского производства. Надежные и дешевле импортных. Россияне много и с удовольствием их закупают. А вот приборная база для подземных условий у вакуум-насосов слабая. Поэтому пришлось закупить в Германии переносные приборы (лучшие в мире). Они должны снимать данные (концентрацию газа, его разряжение, температуру и влажность воздуха в шахте, атмосферное давление). Кроме переносной, в шахте надо устанавливать и стационарную аппаратуру. Но это сегодня шахте финансово не по силам (нужно несколько миллионов евро). Поэтому развивать технологии утилизации метана без инвестиций в подземную дегазацию невозможно.

На поверхности шахты тоже пришлось строить особые сооружения, привязывая их к характеру засядьковского метана. Это дополнительные миллионные затраты. Принцип эффективности заключается в следующем. Из шахты качается газоздушная смесь с различной концентрацией метана в ней. Было найдено техническое решение и оборудование, чтобы получать на выходе чистый метан. Все затраты по проекту КГЭС легли на саму шахту. Строили станцию 1 год, это стоило около 110 млн. грн. Полная реализация проекта позволит сократить ежегодные выбросы в атмосферу порядка 2,2 млн. т метана в эквиваленте CO₂, а также обеспечить предприятие тепло- и электроэнергией собственного производства. Сейчас 12 когенерационных модулей обеспечивают ее общую установочную мощность 36 МВт электро- и 34 МВт тепловой энергии, то есть не только сокращаются расходы на закупку энергопродукта у генерирующих компаний. Теперь сэкономленные средства можно направить на развитие системы дегазации и обеспечение безопасных условий труда под землей, возможны и другие направления.

В Германии научились использовать шахтный метан для обогрева целых жилых массивов. Так, в немецком Саарбрюкене работает большая электростанция, использующая газ из закрытых и одной еще работающей шахты. Там применяется уникальная система, одна из лучших в мире, и ее можно было бы внедрить в Донбассе. Одно предприятие владеет более 100 км трубопровода. Собирает газ из всех шахт и отдает его потребителям: сталеплавильному заводу, тепловой электростанции, муниципальным котельным. Кроме того, большая часть города и поселки вокруг шахт обеспечиваются горячей водой. В Саарбрюкене работает центральная диспетчерская, операторы которой, контролируют, где идет шахтный газ различной концентрации, и следят за его параметрами.

Эксперты подсчитали: потенциал засядьковской КГЭС позволил бы коммунальщикам г. Донецка экономить зимой дефицитный природный газ, а летом и вовсе обходиться без котельных в 5-4 районах. Планы есть, но проект

пришлось приостановить: ноябрьская авария 2007 г. заставила предприятие работать в рамках других приоритетов.

Остается надеяться, что не только японцы, но и местные власти оценят перспективу киотского почина шахты. Горняки готовы отдавать часть своего метанового тепла в городские сети. Увы, пока чиновники шахте предлагают невыгодные варианты: тянуть трубы к мелкому потребителю тепла, а не к крупному. Туда требуется уложить 10 км труб, а к мелким – 30 км, что очень затратно.

Пока же специалисты шахты излишки тепловой энергии планируют превращать в холод. Сейчас вместе с японцами готовят абсорбционные машины, чтобы решить сложный «температурный» вопрос.

Выводы. Донецкий угольный бассейн по-сути углегазовый. Уголь марок Г, Ж, К – наиболее ценный, из него делают кокс для плавки металлов. Но породы, вмещающие их, являются самыми газоносными (газоносность самого угля увеличивается к антрацитам до 40 м³/т добытого угля). Наметилась тенденция не выбрасывать метан в атмосферу, а использовать как дополнительный энергоисточник для получения электро- и теплоэнергии. На арендном предприятии «Шахта им. А.Ф. Засядько» построена первая в СНГ Когенерационная электростанция. В результате суммарный КПД составляет более 90 %.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое когенерационная электростанция?
2. Какие метановоздушные составы используют на шахте Засядько, а какие в мире?
3. Что такое «схемы зеленых инвестиций»?
4. Сколько метров можно пробурить новыми твердосплавными коронками?
5. Раскройте принцип утилизации метана из закрытых шахт.
6. Зачем нужна центральная диспетчерская?
7. Какой КПД можно получать на когенерационных станциях?

9. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен знать о существовании и о возможном использовании альтернативных источников энергии.

В разделе изложены материалы об использовании тепловых насосов, раскрыты принципы осмоса, плазмагаза, солнечной, ветровой и других альтернативных источников энергии.

9.1. Тепловые насосы

Стоимость производимого тепла в различных регионах страны колеблется в широких пределах. Это зависит от многих условий, в том числе от вида топлива, способа его добычи, других накладных расходов. В Крыму, например, цена гигакалории теплоты в 4 раза превышает показатели областей, расположенных по соседству. Но базовые параметры, которые можно положить в основу расчетов эффективности нового оборудования или внедрения энергосберегающих технологии, все-таки существуют. Речь идет о цене на импортный газ, изменить которую нельзя. Значит, всегда можно посчитать, сколько сэкономлено кубометров газа и сколько они стоят.

Самое дешевое тепло добывается из древесины. Более экономически эффективного топлива еще никто не придумал. Его стоимость можно принять за единицу. Стоимость теплоты, добываемой с помощью газа, в идеальной установке – без всевозможных потерь и накладных расходов – составляет 4,3 единицы (в 4,3 раза дороже, чем тепло, полученное из дерева). Но есть оборудование, которое способно уменьшить этот показатель для газа до 2,35 единицы. Примерно в таких же пропорциях можно добиться снижения стоимости теплоты, получаемой из других видов топлива. Для этого следует использовать тепловые насосы (ТН), содействие внедрению которых считается специалистами одной из важных задач.

Принцип работы ТН можно объяснить на примере холодильника с компрессором. Тепловой насос, если говорить упрощенно, это противоположность холодильнику, который выделяет тепло с помощью радиатора, расположенного за его задней стенкой, а в камере создает холод. Тепловой насос наоборот – забирает холод и производит тепло.

Если традиционные тепловые котлы в зависимости от моделей используют энергию топлива на 70-95 %, то тепловые насосы способны произвести тепло в объеме 110-150 % энергии, заключенной в топливе. И это не противоречит законам физики. Эти проценты – не КПД, а эффективность использования первичного тепла. Остальное тепло насос берет от земли, воды, воздуха [18, 28, 32]. Специалисты много лет говорили о необходимости модернизации котельных и прочих объектов коммунального хозяйства. Предлагали новейшие методы и технологии, но зачастую государство занимало выжидательную позицию. Теперь настало время, когда эти предложения наконец-то начали реализовываться.

Институтом технической теплофизики (ИТТФ) разработана комплексная программа для Донецкой области. Она утверждена в МинЖКХ и уже частично реализована. Сегодня основная проблема состоит не в технической стороне вопроса, а в том, как быстрее распространить уже проверенный и наработанный опыт. Принято постановление Кабинета Министров Украины об утверждении методики создания региональных программ, а также утверждена концепция Государственной программы комплексной модернизации коммунальной теплоэнергетики. Ее конечная цель – высвободить одну треть газа, идущего сегодня на производство тепла. В данный момент специалисты ИТТФ участвуют в работах по модернизации объектов теплоснабжения в девяти регионах страны.

Сегодня ТН можно встретить в домах богатых людей. Многие частные компании занимаются поставками и монтажом насосов. Как ни парадоксально, но промышленность в этом отношении отстает. В Донецкой области запущен тепловой насос мощностью в 1,5 МВт. Он установлен на канализационной трубе и использует имеющуюся в ней температуру (18-20⁰С). С помощью ТН тепло повышается до 60⁰С и в дальнейшем используется для городских нужд.

Принятая Государственная программа имеет четко поставленные цели и мероприятия, расписанные поэтапно. Рассчитана она на 5 лет, конечная цель – сокращение потребляемого газа на треть. Не менее важно условие, что все используемое оборудование должно окупаться не более чем за 4 года. Основной источник финансирования – кредиты, которые должны быть необременительными и возвращаться за счет полученной экономии. Это позволяет использовать все местные резервы, ведь каждый регион имеет свои энергетические возможности. Например, одна область располагает горячими термальными источниками, другая – углем.

С помощью новых способов можно добиться экономии и других видов топлива. Так, Крым, который омывается морем, способен отдавать тепло с помощью ТН. В Донецкой области за первые 20 месяцев внедрения программы сэкономлено 19 % газа. Расчеты показывают, что за пять лет экономия будет значительно выше запланированной.

Общие затраты на пятилетнюю программу, куда входят закупка оборудования, внедрение, обучение персонала и т. д., составляют 90 млрд. грн. Сумма кажется большой, она и в самом деле велика, но программа позволит ежегодно экономить 5 млрд. м³ газа.

При этом Программа должна строиться на самых передовых технологиях, и если у нас есть конкурентное оборудование, серийно выпускаемое, то его нужно использовать. В остальных случаях следует приобретать за рубежом. Энергетика – очень консервативная сфера, где все новое воспринимается с осторожностью. Аналогичная история происходила с когенерацией (когенерация – одновременное производство электрической и тепловой энергии в рамках одного технологического процесса). Когда специалисты поделились первыми результатами работы установки в Днепропетровской обл., то главными противниками были многие ученые. Они считали, что в нашей стране эта технология не пойдет, поскольку раньше ее не было. Такая же ситуация

сегодня наблюдается в отношении тепловых насосов. Но сегодня процесс внедрения ТН не остановить, они уже работают в настоящее время.

Сейчас 70 % общего количества тепловых насосов производится в юго-восточном регионе: Китае, Корее, Малайзии; 30 % – в США, Японии и Европе.

Для установок, работающих в индивидуальных домах, капиталовложения составляют порядка 360 долл. на 1 кВт. Если требуется мощность отопления в 10 кВт, соответственно следует умножить эту цифру на 10. Если же устанавливается промышленный агрегат с большой мощностью, то первоначальные затраты на 1 кВт уменьшаются в 2-3 раза. Тепловой насос в Советском Союзе впервые изготовлен в ИТТФ 30 лет назад, 100 единиц данного оборудования было произведено промышленным способом в Пензе. В настоящее время ученые работают над агрегатом с мощностью – 55 МВт.

О динамике использования ТН за рубежом может сказать статистика по Германии, где в 2003 г. установлено 9 тыс. ТН, а в 2008 г. – 62 тыс. Для Европы это средние показатели. А лидером в использовании ТН является Швеция.

Кабмин Украины принял постановление № 829 о лицензировании производства, хранения и реализации жидкого топлива из биомассы и биогаза. Ранее Верховная Рада приняла закон № 1114 «О внесении изменений в некоторые законодательные акты относительно содействия производству и использованию альтернативных видов топлива». Согласно этим актам отныне лицензии на производство биотоплива могут получить лишь предприятия с производительностью не менее 5 тыс. тонн продукции в год. Этот закон и постановление о лицензировании ограничивают деятельность сотен малых и средних предприятий, тормозя прогресс. Видимо, это сделано для уменьшения числа конкурентов крупных производителей.

Тем не менее, новые разработки в области энергопроизводства не остановить. В стране прогрессирует программа по использованию тепловых насосов, способных произвести тепло в объеме 110-150 % энергии, заключенной в топливе. Для непосвященных такие показатели – противоречие законам физики, но тепловые насосы уже десятилетия доказывают свою эффективность, особенно сравнительно с традиционными тепловыми котлами, использующими энергию топлива, как правило, в пределах 50-80 %.

В 2009 г. Институтом технической теплофизики Национальной академии наук Украины разработан и запущен тепловой насос мощностью 1,5 МГв в Донецкой области, установленный на канализационном коллекторе. Иными словами, энергия добывается из ранее не задействованного источника. Если программа по установке тепловых насосов будет продолжена, то страна сможет высвободить треть потребляемого сегодня газа. Помочь более эффективной реализации данной программы могли бы компенсация и льготы предприятиям,купающим энергосберегающее оборудование.

Выводы. Принцип работы теплового насоса – забор холода и производство тепла. Тепловые насосы способны произвести тепло в объеме 110-150 % энергии, заключенной в топливе. Эти проценты – не КПД, а эффективность использования первичного тепла. Остальное тепло насос берет от земли, воды, воздуха. В Донецкой области запущен тепловой насос

мощностью в 1,5 МВт. Он установлен на канализационной трубе и использует имеющуюся в ней температуру (18-20⁰С). С помощью ТН тепло повышается до 60⁰С и в дальнейшем используется для городских нужд. Тепловой насос в Советском Союзе впервые изготовлен 30 лет назад, 100 единиц данного оборудования было произведено промышленным способом в Пензе. В настоящее время ученые работают над агрегатом с мощностью 55 МВт. О динамике использования ТН за рубежом может сказать статистика по Германии, где в 2003 г. установлено 9 тыс. ТН, а в 2008 г. – 62 тыс. Для Европы это средние показатели. А лидером в использовании ТН является Швеция.

9.2. Автономный генератор топлива (АГТ)

Пытаются внести свой вклад в экономию топлива и в Харьковской области. Группа ученых Института газа НАНУ совместно с киевским Институтом местных видов топлива разработала модель газогенератора для различных типов электростанций, автомобилей, тракторов и насосных станций, работающих на твердом топливе.

О сути изобретения. Изучив существующие разработки, ученые создали **автономный генератор топлива (АГТ)**, производящий альтернативное топливо для автомобилей. АГТ обеспечивает получение горючего газа из любого твердого топлива (торфа, угля, дров, сельскохозяйственных и бытовых отходов). Фактически он работает за счет сжигания всего, что способно гореть. Одновременно газогенератор выполняет функции утилизатора мусора. На генераторном газе могут работать любые двигатели внутреннего сгорания: карбюраторные, инжекторные, дизельные [18, 32].

Не менее выгодно использовать газогенератор для обеспечения топливом автомобилей – от ЗИЛа и ГАЗа до ЛАЗа и ЛуАЗа, поскольку стоимость генерируемого топлива, эквивалентного одному литру бензина, составит приблизительно 20-60 коп. в зависимости от цены сырья (для сравнения – стоимость бензина на киевских заправках 2009 г. около 8 грн. за литр).

В случае использования АГТ двигатель не требует переделки. Бензиновый просто дополняется специальным смесителем газа с воздухом, который устанавливается перед воздухоочистителем, а в дизеле добавляется т.н. приставка к насосу высокого давления. На двигателе устанавливают переключатель вида топлива, и по выбору владельца он может работать либо на привычном для него топливе – бензине, солярке или природном газе, либо на топливном газе, который вырабатывает газогенератор, расположенный между кабиной и кузовом автомобиля.

Выводы. Группа ученых Института газа НАН Украины совместно с киевским Институтом местных видов топлива разработала модель газогенератора для различных типов электростанций, автомобилей, тракторов и насосных станций, работающих на твердом топливе. Автономный генератор топлива (АГТ) производит альтернативное топливо для автомобилей. АГТ обеспечивает получение горючего газа из любого твердого топлива.

9.3. Бионефть

Учредители одной калифорнийской фирмы сообщили, что им удалось генетически модифицировать бактерии таким образом, что они превратились в производителей сырой нефти. Если раньше питанием для бактерий служил обыкновенный сахар, то теперь они способны усваивать быстрорастущий камыш. По расчетам сотрудников фирмы, в этом случае возможно ежегодно производство 19 тыс. т нефти с одного гектара посевной площади [18, 31, 32].

В то время как сырая нефть, произведенная микробами, созданными в указанной фирме, нуждается в обработке на обычном нефтеперегонном заводе, специалисты другой фирмы, также расположенной в Калифорнии, работают над технологией непосредственного производства бактериями бензина.

Помимо того, ученый и предприниматель Крейг Вентер, известный своей расшифровкой человеческого генома, работает над генетической модификацией бактерий, способных продуцировать газообразный водород.

Однако не стоит забывать, что для создания топлива любого вида, бактерии сначала должны получить энергию, содержащуюся в используемой для их питания биомассе. Как следствие – биомассу сначала придется вырастить на плодородных и дефицитных землях, в лучшем случае в качестве ресурса использовать биоотходы.

Выводы. Ученые генетически модифицировали бактерии таким образом, что они превратились в производителей сырой нефти. Сейчас ученые работают над технологией непосредственного производства бактериями бензина. Биомассу для этого придется вырастить на плодородных землях или в качестве ресурса использовать биоотходы.

9.4. Использование грунтовых вод

Перспективную технологию получения дешевой энергии придумали голландские ученые. Там решили кондиционировать воздух в помещениях с помощью грунтовых вод. Летом вода, поднятая из земных глубин, охлаждает здание, зимой – обогревает. При этом вода возвращается обратно в грунт. Чтобы создать комфорт в отеле, торговом центре, клинике или офисе, достаточно подключиться к водоносным пластам на глубине 20-200 м. Такая энергетическая концепция обеспечивает оптимальное кондиционирование в любое время года. При этом ни газа, ни мазута не требуется [18, 32, 34].

Суть технологии **Хранения тепловой энергии в водоносных слоях почвы** в том, что система подключена к холодному и теплomu «резервуарам», расположенным в разных водоносных горизонтах. Летом грунтовые воды откачивают на поверхность из холодного резервуара. Отдав холод, вода, первоначальная температура которой не превышает + 10⁰С, нагревается до 18-20 градусов и возвращается под землю в теплый резервуар. Зимой все наоборот: система подает вверх накопившиеся теплые грунтовые воды. Охладившись, они отправляются вниз, на этот раз в холодный водяной слой. Падение температур в слоях незначительно (при условии, что слой ограничен). Это

объясняется тем, что подземные воды проникают в окружающие их слои почвы лишь на несколько сантиметров. Летом система кондиционирования по сравнению с обычной позволяет снизить энергозатраты на 80-90 %. Электроэнергия расходуется только для работы насосов. На 2009 г. в Голландии действуют почти 700 таких установок, а через 10-15 лет их будут тысячи. Если эта система получит развитие, то до 2020 г. сможет обеспечить треть возобновляемой энергии в стране.

Выводы. Разработана технология хранения тепловой энергии в водоносных слоях почвы. Система подключена к холодному и теплomu «резервуарам», расположенным в разных водоносных горизонтах. Летом грунтовые воды откачивают на поверхность из холодного резервуара. Отдав холод, вода возвращается под землю в теплый резервуар. Зимой все наоборот.

9.5 Использование принципа осмоса

Пресная вода + соленая вода = электрический ток. По такому принципу будет функционировать новая электростанция, прототип которой создается в норвежском фиорде Осло. Проект выглядит несколько фантастическим: в устье одной из рек энергетический концерн строит установку, которая производит электроэнергию в результате смешивания соленой и пресной воды. Небольшая опытная электростанция введена в эксплуатацию в конце 2009 г. По расчетам, подобные станции, сооруженные в разных странах, будут иметь потенциал, равный одной десятой доле всей потребляемой в мире электроэнергии [18, 32, 34].

Собственно, в обратной последовательности при опреснении морской воды эта технология уже давно и успешно используется. Она основана на т.н. принципе осмоса (проникновение жидкости через мембрану, непроницаемую для растворенных веществ). Если полупроницаемая мембрана разделяет две жидкости с различными концентрациями соли, возникает осмотическое давление, которое обеспечивает движение воды от «менее соленой» к «более соленой» стороне, пока концентрация соли в обеих жидкостях не станет одинаковой. Именно осмотическое давление используется концерном для получения энергии.

Эта идея не нова. Осмотические электростанции изобретены еще в 70-е годы XX века, но тогда эффективность мембран оставляла желать лучшего. Только в середине 90-х идея снова стала востребованной, и ее осуществили в рамках нескольких научно-исследовательских проектов.

Сегодня «ахиллесовой пятой» данной технологии остаются все те же мембраны, разделяющие соленую и пресную воду. К мембранам выдвигается требование, чтобы один квадратный метр их поверхности пропускал количество воды, способной обеспечить мощность турбин в 5 Вт. В настоящее время достигнут показатель в 3 Вт, и то лишь в лабораторных условиях. Но не стоит забывать, что пять лет назад ученые начинали с 0,1 Вт. Если испытания опытной установки в фиорде Осло пройдут удачно, то уже к 2015 г. могут быть построены первые коммерческие осмотические электростанции. Такие

установки будут проектировать в зависимости от условий местности, их мощность лимитируется притоком пресной воды. Проектная мощность электростанций может составлять 25 МВт.

Выводы. Новая технология основана на т.н. принципе осмоса. Осмотические электростанции изобретены еще в 70-е годы XX века, но тогда эффективность мембран оставляла желать лучшего. Если испытания опытной установки в фиорде Осло пройдут удачно, то уже к 2015 г. могут быть построены первые коммерческие осмотические электростанции.

9.6. Энергия солнца

Группа канадских физиков университета Британской Колумбии придумала, как экономить электроэнергию при освещении помещений внутри зданий, при этом получая природный солнечный спектр. К сожалению, не все дни в году солнечные, и не всегда окна зданий выходят на светлую сторону. Отныне этот недостаток будет устранен. Канадские ученые произвели монтаж тестовой системы устройства, получившего название «солнечный фонарь». Оно состоит из набора зеркал, собирающих и направляющих свет внутрь здания. Солнечный фонарь в ясный день способен идеально осветить целый офисный этаж, не расходуя при этом ни ватта электричества. Данная технология изобретена профессором Лорном Уайтхедом и совершенствовалась на протяжении многих лет [18, 32, 34].

Недавно установлен первый рабочий прототип оборудования в двух аудиториях университета. Благодаря гранту в 2 млн. долл. выделенному правительством, физики Британской Колумбии планируют установить еще 5 демонстрационных солнечных фонарей в разных уголках страны. Если эксперимент окажется удачным, производство устройства может быть запущено всего через 2 года.

Каждый блок новых фонарей состоит примерно из 40 небольших зеркал (размером с компакт-диск), которые медленно отслеживают перемещение солнца по небу, собирая свет в узкий концентрированный пучок. Затем этот световой поток по световоду попадает в здание, где рассеивается через микроскопические отверстия, создавая приятное для глаз освещение. В помещении установлены и люминесцентные лампы, включающиеся автоматически, если облака полностью закрывают солнце.

По мнению специалистов, солнечный фонарь приблизительно в 7 раз эффективнее традиционной солнечной панели. Правительство той же канадской провинции Британская Колумбия, половина населения которой живет в двухмиллионном Ванкувере и его окрестностях, поставило перед собой еще одну сложную, но вполне выполнимую задачу – установить 100 тыс. солнечных панелей на крышах жилых домов. В результате экономия среднестатистической семьи по счетам за электроэнергию, используемую для подогрева воды, достигнет 65 %.

Правительство планирует в будущем предоставлять 100 %-й налоговый кредит на установку такой системы в жилых домах и требовать обязательного

ее наличия на всех коммерческих зданиях при сдаче их в эксплуатацию и в момент их перепродажи.

Выводы. Канадские ученые разработали устройство, получившее название «солнечный фонарь». Оно состоит из набора зеркал, собирающих и направляющих свет внутрь здания. Солнечный фонарь в ясный день способен идеально осветить целый офисный этаж, не расходуя при этом ни ватта электричества. По мнению специалистов, солнечный фонарь приблизительно в 7 раз эффективнее традиционной солнечной панели.

9.7. Новые лампы

Значительно сократить расходы на электроэнергию способны источники света новейшего поколения, пришедшие на смену люминесцентным электролампам [18, 32, 34, 36, 37].

Однако, несмотря на то, что данные светильники расходуют энергии меньше своих предшественников, они тоже имеют недостатки. В частности, в них содержится высокотоксичная ртуть, которая нередко попадает в окружающую среду. Новейшие лампы британского изготовления, недавно появившиеся на рынке, экономичнее и долговечнее люминесцентных и они не содержат ртути.

Источником света в таких лампах служит кварцевая капсула с закачанным в нее инертным газом. В результате облучения микроволнами с частотой 2,4 ГГц происходит ионизация газа в капсуле, он начинает светиться. Свет такой лампы яркий и теплый, он значительно мощнее, чем во всех известных лампах. Поток света не ослабевает даже после 50 тыс. часов работы (люминесцентные лампы стареют в пять раз быстрее, к тому же они потребляют вдвое больше энергии).

Первые светильники мощностью от 200 до 5 тыс. Вт, поступившие в продажу, предназначены для промышленных целей, а также для освещения улиц и стадионов. В ближайшее время появятся аналогичные лампы для использования в быту.

Выводы. Источником света в новых лампах служит кварцевая капсула с закачанным в нее инертным газом. В результате облучения микроволнами с частотой 2,4 ГГц происходит ионизация газа в капсуле, он начинает светиться. Свет такой лампы яркий и теплый, он значительно мощнее, чем во всех известных лампах. Поток света не ослабевает даже после 50 тыс. часов работы.

9.8. Солнечные батареи

Насколько технические разработки украинских инженеров в сфере производства новейших источников света соответствуют мировому уровню? Теоретически они во многих отношениях способны конкурировать с западными образцами, однако зачастую при воплощении в реальность инновационные технологии оборачиваются абсурдом [18, 28, 32, 36].

Так, одно из киевских предприятий, созданное на базе когда-то очень известного электронного завода, производит и реализует системы автономного паркового освещения. Они состоят из установленной на столбе батареи фотоэлектрических модулей размером 955×455×34 мм, конвертора, аккумулятора и 12-вольтовой лампы, потребляющей 6 Вт энергии.

Как указано на сайте завода, стоимость такой системы с одной лампочкой, заряжающейся днем от солнечного света, 1150 евро. Здесь же указывается, что срок окупаемости оборудования 20 лет. В минимальности этого срока нет никаких сомнений, как и в том, что оборудование не проработает два десятилетия.

Примечательно, что даже слабо разбирающийся в электротехнике человек способен самостоятельно собрать солнечную батарею мощностью 6 Вт из китайских пластинчатых элементов за сумму, эквивалентную 6 долл. (рыночная стоимость пластины в 1 Вт – 1 долл.). Цифры 1150 евро (1600 долл.) и 6 долл. несопоставимы. Даже если учесть, что придется приобретать конвертор, аккумулятор, столб и лампу, то и тогда данная конструкция не должна стоить дороже 200-300 долл. Подтверждение тому – парковый светильник на светодиодах в виде огромного термометра в одном из киевских магазинов. Стоимость светильника – термометра, работающего без внешнего электричества – 77 евро. Остается загадкой, как при такой ценовой политике украинские производители собираются конкурировать с западными?

Поэтому не остается сомнений, что в ближайшие годы на отечественных магазинных полках мы будем встречать лишь заграничный энергосберегающий товар. Также, с большой долей вероятности можно предположить, что биотопливо, произведенное в Украине избранными правительством компаниями, при отсутствии здоровой конкуренции обойдется нашим аграриям вдвое дороже, чем их западным коллегам.

Выводы. Из солнечных элементов можно создавать любые светильники, но при отсутствии здоровой конкуренции цены на Украинском рынке завышены. Это тормозит прогресс производства солнечных батарей, биотоплива и других альтернативных источников топлива.

9.9. Энергетические установки на плазмагазе

В настоящее время подавляющая часть энергоемких отраслей Украины технологически переориентирована с отечественного топлива на импортные газ и мазут. Когда газ был дешевый, было разумно металлургические комбинаты, использовавшие угольную пыль, переводить на газ. ТЭЦ крупных городов тоже отказались от угля из соображений экологии и большей стабильности газовых поставок. Вернуться к прежнему положению вещей очень сложно, так как ранее законсервированные системы пылеугольного отопления ныне почти везде демонтированы. Логичнее идти вперед к использованию технологий не XIX, а XXI века. Необходим переход к дешевым видам синтетического топлива из имеющегося в стране сырья, чтобы дать экономике ценовую передышку и накопить средства для модернизации производства [18, 28, 32, 37].

Открытие **плазмагаза**. В 40-е годы XX века на Украине изучалось воздействие мощной электрической дуги на жидкую среду для обеспечения подводной сварки днищ кораблей и ремонта подводных лодок. Свойства электрической дуги интересовали так же физиков-ядерщиков. В ходе научных работ было замечено, что при силе тока более тысячи ампер образовывался горючий газ. Однако долгое время этому явлению значения не придавали. Использовать необычайно дешевый выделяющийся газ, получаемый в результате высоких затрат дорогостоящего электричества, не считалось разумным.

После энергетического кризиса 70-х годов XX века в США были профинансированы разработки по исследованию синтез-газа, выделяющегося при воздействии на водные растворы электрической дуги. Штатовский профессор итальянского происхождения Руджеро М. Сантилли, проанализировав состав этого газа, выяснил, что в нем содержится новый высокоэнергетичный вид вещества. Это вещество значительно повышало энергетические характеристики синтез-газа. Если у обычного синтез-газа, получаемого пиролизом углеводородного сырья, теплота сгорания на порядок меньше, чем у природного газа, то у состоящего из одних молекул газа Сантилли энергетические характеристики были в 13 раз выше, чем у метана. Вопрос был только в том, каким образом довести концентрацию этого нового вещества в синтез-газе до той степени, когда выработка такого газа станет экономически рентабельной.

В 80-х годах на Украине работы по синтез-газу были приостановлены, а штатовцам удалось довести разработки до внедрения. Новый вид топлива был столь необычен, что Р.М. Сантилли за свои исследования номинирован на Нобелевскую премию в области химии и физики. В последние несколько лет усилиями независимых исследователей и частных компаний работы по получению высокоэнергетичного синтез-газа были возобновлены на Украине, в России и Казахстане. В нашей стране полученная смесь синтетических веществ с теплотой сгорания, близкой к природному газу, получила название плазмагаза. Таким образом, появилось новое топливо, которое может стать топливом №1 новой эры.

Преимуществом плазмагаза является доступная и постоянно возобновляемая сырьевая база. Фактически плазмагаз можно производить из любых, содержащих органику, промышленных, сельскохозяйственных и бытовых стоков. Состав плазмагаза будет несколько варьировать в зависимости от того, какие вещества были слиты в воду. Сточных вод у нас в избытке. Только Киев ежедневно отправляет в канализацию 1,5 млн. т загрязненной воды, а по Украине количество сточных вод оценивается в 5-7 млрд. т в год. Значительная часть стоков сбрасывается неочищенными или не до конца очищенными в реки или моря, делая прилегающие территории непригодными для жизни. Так, пляжи Одессы, Севастополя, Мариуполя и др. городов периодически закрывают из-за загрязнения моря. Химкомбинаты под весеннее половодье опустошают свои накопители в реки, не заботясь об экологии и

здоровье населения расположенных ниже городов. С этим злом трудно бороться, так как вступают в силу экономические факторы.

Поставив синтез-газ-установку на канализационную трубу, на выходе можно получить не только великолепное топливо, но и чистую от органики воду. Отпадает необходимость в гигантских многоступенчатых очистных системах, содержание которых значительно удорожает коммунальные услуги. Остаются в прошлом отстойники и иловые поля, отравляющие воздух больших и малых городов.

Вторым уникальным свойством плазмагаза является то, что его сжигание имеет положительный кислородный баланс. При использовании этого газа удельный выброс загрязняющих веществ в 5 раз меньше по сравнению с выхлопами двигателей, работающих на чистом высокооктановом бензине, и в 50 раз меньше по сравнению с выбросами двигателей, работающих на природном газе. Выхлоп автомобиля, работающего на плазмагазе, отвечает стандартам Евро-8, в то время как сегодня в Западной Европе действует более низкий стандарт Евро-4. Основными продуктами горения плазмагаза являются вода (60 %) и кислород (12-14 %). Выделяется немного углекислого газа, но в целом возле котлов или двигателей, работающих на плазмагазе, воздух свеж, как в весеннем лесу.

По мнению ученых, мы имеем всего несколько десятилетий, чтобы прекратить загрязнение атмосферы вредными выбросами. После этого начнется обвальная процесс возрастания парникового эффекта, в результате которого растают полярные шапки и поднявшиеся океаны поглотят прибрежные территории, на которых сосредоточено 80 % мировой экономики.

С точки зрения снижения опасности нарастания парникового эффекта плазмагаз является чрезвычайно перспективной технологией. Плазмагаз-установки позволяют предотвратить выделение метана из гниющих отходов, а метан с точки зрения парникового эффекта даже опаснее углекислоты. То есть такая технология отвечает требованиям Киотского протокола. Внедрив природоохранную технологию, Украина сможет в соответствии с международным экологическим законодательством получать значительное финансирование из-за рубежа.

Газообразное вещество, получаемое в плазмагаз-установках, эффективное химическое топливо. При горении газа чистых молекул, выделяется в 40 раз больше энергии, чем при горении такого же количества водорода. Правда, промышленные плазмагаз-установки пока еще отстают от лабораторных. Существующее штатовское оборудование обеспечивает теплоту сгорания образующегося синтез-газа в объеме 80 % теплоты сгорания природного газа. На Украине и за рубежом сейчас ведутся разработки, направленные на повышение энергетических характеристик получаемого газа до 100-150 % энергетики природного газа.

Однако уже сейчас можно сказать, что плазмагаз в ближайшем будущем может получить широкое применение. Он обеспечит работу теплогенераторов, автономных систем энергоснабжения и электростанции.

Машины, работающие на обычном сжатом газе, легко переналаживаются на плазмагаз. При этом за счет дешевизны вырабатываемого плазмагаза возникает значительная экономия. Фирмы, имеющие в своем распоряжении плазмагаз-установки, смогут обеспечивать себя топливом из подручного сырья, которое ранее сливали в канализацию.

Есть и другие преимущества использования плазмагаза в автомобилях. Так, баллоны с плазмагазом не взрываются даже при сильном ударе. Двигатели, использующие плазмагаз, изнашиваются почти в 20 раз меньше, чем использующие природный газ или бензин. Это происходит благодаря тому, что при сгорании плазмагаза выделяются водяные пары, которые эффективно охлаждают двигатель, предотвращая старение металла.

Плазмагаз-технология уже начала активно внедряться в странах, наиболее оперативно реагирующих на инновации. В США спрос на синтез-газ-блоки, производимые в контейнерном или трейдерном исполнении, значительно превышает возможности их производства. Такие блоки предназначены для очистки стоков и производства топлива на фермах и небольших предприятиях.

Но настоящий экономический эффект получается при создании крупных плазмагаз-предприятий. Первое такое предприятие введено в строй во Флориде (США). Большой плазмагаз-завод строится в Британской Колумбии (Канада). Передовую технологию внедряют Израиль, Ирландия, Кипр. Огромную заинтересованность в создании таких заводов проявляет Китай. В ближайшем будущем эта страна намерена довести численность своего автопарка до 1 млрд. машин. Обеспечить топливом такую армаду могут только новейшие технологические решения. Внедрение плазмагаз-технологий можно начать на уровне предприятий – с небольших плазмагаз-блоков мощностью 50 кВт, способных очистить за сутки 30-40 т сточных вод и выработать 320 м³ газа, что достаточно для ежедневной заправки 160 автомобилей.

В городах технологию можно внедрить, стартовав со средних (1-3 МВт) установок, а затем перейти к созданию крупных заводов (100-150 МВт), способных очищать до 1 млн. т сточных вод за год. Себестоимость плазмагаза на большом заводе будет менее 0,5-0,7 грн./м³, а ежедневная выработка газа составит 1,5 млн. м³. Этого достаточно, чтобы заправлять каждый день более 1 млн. автомобилей. Плазмагаз можно использовать на местной ТЭЦ для производства электроэнергии и подогрева воды.

Существует еще проблема сертификации. НИИ «Госавтотранспроект» совместно с Институтом газа и Институтом теплофизики НАНУ может провести испытания и сертификацию плазмагаза как нового вида топлива. Весь комплекс работ с выдачей разрешительной документации можно выполнить в течение двух месяцев. Все необходимое оборудование и опыт в этой сфере у наших ученых имеется.

В правительстве появляется понимание необходимости внедрения альтернативных топливно-энергетических технологий. Однако пока усилия направлены не на самые эффективные решения в этой сфере. Долгое время наша страна пыталась развивать солнечную и ветровую энергетику, которые не оправдали ожиданий. Причина понятна: эти технологии более дорогостоящи,

чем уже имеющиеся способы производства энергии (тепловые, атомные). Не так давно у нас появилась мода на биотопливо. Но оно вряд ли покроет сколько-нибудь значительную часть потребностей отечественной экономики в энергоносителях. В то же время производство сырья для некоторых видов биотоплива может нанести непоправимый ущерб окружающей среде. Например, массовое производство рапса способно в кратчайшие сроки сделать неплодородными даже самые тучные черноземы. Выход из создавшейся ситуации находится в сфере высоких технологий.

Выводы. В 40-е годы XX века на Украине изучалось воздействие мощной электрической дуги на жидкую среду. В ходе научных работ было замечено, что при силе тока более тысячи ампер образовывался горючий газ. Однако использовать необычайно дешевый газ, получаемый в результате высоких затрат дорогостоящего электричества, не считалось разумным. В 80-х годах в стране работы по синтез-газу были приостановлены, а штатовцам удалось довести разработки до внедрения. Новый вид топлива был столь необычен, что Р.М. Сантilli за свои исследования номинирован на Нобелевскую премию в области химии и физики. Появилось новое топливо, которое может стать топливом №1 новой эры.

9.10. Подземная газификация углей

По данным НАН Украины в донбасских недрах залегают десятки миллиардов тонн низкосортных и забалансовых углей небольшой мощности, которых при осуществлении подземной газификации углей (ПГУ) вполне хватило бы, чтобы обеспечить страну энергией на много лет. Суть технологии заключается в их сжигании непосредственно на месте залегания. А образующийся при этом генераторный газ подается по скважине на поверхность. Он может использоваться для энергетических целей – производства электроэнергии, пара, горячей воды [18, 28, 32, 36, 37].

С поверхности земли бурятся скважины и соединяются в угольном пласте, после этого его разжигают. Непосредственно в недрах создаются условия для превращения угля в горючий газ, который по скважинам выдается на поверхность. Газ может использоваться и как конечный продукт, и как энергоресурс для получения электроэнергии на станции ПГУ на газотурбинной установке или на расположенных вблизи электростанциях. Разработанная технология позволяет получать и жидкое топливо – метанол, диметиловый эфир, а также химические продукты. При этом более полно используются угольные ресурсы, поскольку появилась возможность применять в отработке некондиционные и забалансовые запасы угля. Существует целый ряд преимуществ подземной газификации по сравнению с добычей угля в шахтах и на разрезах. Во-первых, на смену тяжелому и опасному труду под землей приходит полная механизация и автоматизация процесса добычи. Во-вторых, капитальные затраты на создание станций ПГУ значительно ниже чем при строительстве шахт и разрезов. В-третьих, при транспортировке газа к потребителю не происходит потеря топлива и исключается загрязнение

окружающей среды угольной пылью, так как в продуктах сгорания газа не содержатся твердые частицы, окись углерода, окислы серы и азота.

Еще один аргумент «за» – отпадает необходимость использовать большие площади земной поверхности при размещении отвалов пустой породы и золоотвалов, что позволяет сохранить плодородный слой почвы.

Впервые вопрос о подземной газификации угля сформулировал Д.И. Менделеев, который еще в начале прошлого века прогнозировал возможность прихода со временем такой эпохи, когда уголь из земли вынимать не будут, а там, в земле его сумеют превращать в горючие газы, и их по трубам будут распределять на далекие расстояния.

В СССР цену технологии менделеевского завета оценили в начале 30-х годов, обозначив проблему подземной газификации углей как важную государственную задачу. За период с 1935 по 1941 гг. только на станции «Подземгаз» в Горловке было получено около 74 млн. м³ газа, а Горловский коксохимзавод впервые в мировой практике начал его промышленное использование. Так называемый генераторный газ оказался пригодным и для энергетических целей, и как сырье для органического синтеза.

Работы прервала Великая Отечественная война, однако в трудное время восстановления экономики после Победы в Советском Союзе продолжились работы по совершенствованию методов подземной газификации угля. С этой целью создали Московский научно-исследовательский институт «ВНИИподземгаз» и Государственный проектный институт «Гипроподземгаз» в Донецке. На химико-технологическом факультете Донецкого политехнического института (ныне – Донецкий национальный технический университет) открыли группу по подготовке инженеров-технологов подземной газификации.

В Донбассе, Подмосковье, Кузбассе, Узбекистане были построены промышленные и опытно-промышленные станции «Подземгаз»: Подмосковная в Туле (мощностью 500 млн м³ газа в год), Шатская в подмосковном угольном бассейне (600 млн. м³), Лисичанская в Донбассе (300 млн м³), Южно-Абинская в Кузбассе (500 млн. м³). В Лисичанске создана опытная специализированная контора, внедрявшая новые методы бурения направленных скважин на станциях «Подземгаз». В Горловке пущен в эксплуатацию крупный машиностроительный завод, выпускавший буровые станки и узлы обвязки скважин для всех станций «Подземгаза».

К началу 1957 г. фактически была создана новая отрасль промышленности – подземная газификация углей, в которой работали более 20 тыс. человек. Она была выделена как самостоятельная из состава Минуглепрома и вошла в состав Главгаза.

Вот только один показательный пример. Менее четырех лет хватило чтобы освоить проектную мощность введенной в эксплуатацию в 1961 г. в Узбекистане Ангренской станции «Подземгаза». К концу 1965 г. она уже вырабатывала около 160 тыс. м³ газа в час (весь газ использовался на Ангренской ГРЭС).

Потом настала эра природного газа. Открытие мощных месторождений подвигло руководство страны искать более быстрые пути к энергоносителям. По указанию Н.С. Хрущева опытно-промышленные предприятия по ПГУ стали сворачивать работу. Уголь и мазут стали целенаправленно замещать природным газом. Порой доходило до абсурда: шахтам запрещали добывать хотя бы на одну тонну больше плана «тощих» углей, которые шли на бытовое топливо.

В 1964 г. было решено прекратить работы по проектированию и строительству новых станций «Подземгаза» и свернуть научно-исследовательские работы в этой области. Все действовавшие станции прекратили производство газа ПГУ и были перепрофилированы на производство машиностроительной продукции для промыслов природного газа. Оставили только две для научных целей: Ангренскую и Южно-Абинскую. Последняя успешно проработала 40 лет. Она бесперебойно снабжала горючим газом около 14 малых котельных шахтерских городов Киселевска и Прокопьевска. Станцию пришлось закрыть в 1996 г. из-за физического износа оборудования.

За рубежом интерес к подземной газификации угля стимулировал научные изыскания. В США, Бельгии, Англии, Франции, КНР, КНДР, Австралии проводились опытные и исследовательские работы, которые подстегнул грянувший в 1974 г. мировой энергетический кризис. Тогда в скважинной технологии ПГУ специалисты увидели реальную возможность получения продуктов-заменителей нефти и газа. Эксперты пришли к выводу, что для регионов с запасами каменного или бурого угля открываются новые возможности: строительство энергетических предприятий, работающих на собственном энергетическом сырье – газе, полученном с помощью ПГУ.

Тогда же, в 70-е годы, лицензию на производство генераторного газа продали США. Получив документацию, штатовцы подключили к работе 30 научных лабораторий. Они провели апробацию своих угольных месторождений на предмет их пригодности для подземной газификации. Затем были созданы модели расчета при различных способах дутья, которые положили в сейф до худших времен. Мало того, воспользовавшись нашей лицензией, они стали строить пилотные установки по ПГУ в третьих странах – Испании, Австралии, Индии.

Не обошлось и без курьезов. Штатовцы все сделали, строго следуя тому, что предписывает технология. Но пласт почему-то не хотел загораться. Сколько было негодования в адрес советских разработчиков, которые скрыли, по их мнению, какое-то ноу-хау. Тогда в США выехал московский специалист по фамилии Волк и посмотрел, как местные специалисты производят розжиг.

Вообще, розжиг можно производить просто: в скважину опускается кусок проволоки, подается высокое напряжение – и в результате импульса происходит возгорание угля. Но наш специалист поступил иначе: он высыпал в скважину ведро горящего кокса. Это гениальное решение так поразило штатовцев, что все газеты написали о русском умельце, которому удалось «растопить» подземный пласт. В знак благодарности Волку презентовали

автомобиль «Форд», но он отказался от дара (сослался на дороговизну таможенной пошлины).

Уже больше двух десятков лет специалисты Института горного дела им. А.А. Скочинского (Россия) не устают повторять, что ПГУ – потенциальный источник нового вида энергоносителя для экологически чистых предприятий. В начале 90-х вопрос о ПГУ попал-таки в повестку дня одного из заседаний президиума НАН Украины. Но доклад заслушали лишь в порядке информации и сказали, что сначала нужно разобраться с метаном. Обсуждение важной государственной проблемы отложили в долгий ящик. А ведь еще в 1993 г. «Донгипрошахт» проанализировал все месторождения государственного баланса полезных ископаемых, содержащие угли для энергетических целей (без учета коксующихся). Было выявлено 156 участков, отвечающих критериям горно-геологических условий газификации угольных пластов. Они расположены в 11 областях Украины и содержат 20 млрд. т запасов угля. Только в Донецкой области находится 27 участков с запасами 2,5 млрд. т.

Кроме того, имеющийся в стране научно-технический потенциал позволяет хоть сейчас организовать собственное производство соответствующих газификационных установок. По информации НАН Украины, в Институте геологии и геохимии горючих ископаемых уже есть солидные наработки по созданию технологий наземной и подземной газификации угля. Однако приходится признать, что сегодня в нашей энергозависимой стране нет ни одного предприятия по газификации углей.

В то же время практически все крупные угледобывающие страны стали активно интересоваться ПГУ. В Австралии еще в 2003 г. было построено крупное предприятие данного профиля, а в Китае за последние годы сооружено 10 промышленных станций ПГУ. Проявляется активный интерес к данной технологии в Индии, КНДР, Южной Корее. Недавно Казахстан тоже заявил о намерении установить на одном из бурогольных месторождений в Кустанайской области станцию ПГУ с дальнейшей переработкой газа в электроэнергию. Организаторы проекта планируют запустить станцию уже в ближайшее время.

А у элиты Украины нет мотивации использовать альтернативные источники энергии, они сидят на газовой трубе и ничем не хотят заниматься – даже собственными скважинами, газовыми и нефтяными. У нас серьезно не занимаются ни шахтным газом, ни получением нефтепродуктов из угля. Давно махнули рукой на бурый уголь, с советских времен не занимаются разработкой торфяников, биолитами. Все стремятся поближе к газовой трубе: там есть возможность получать миллионы, причем сразу и ничего не вкладывая. Государственные программы принимаются, стратегии утверждаются, но дальше слов дело не идет.

Выводы. Технология подземной газификации угля заключается в том, что с поверхности земли бурятся скважины и соединяются в угольном пласте, после этого его разжигают. Непосредственно в недрах создаются условия для превращения угля в горючий газ, который по скважинам выдается на поверхность. Газ может использоваться и как конечный продукт, и как

энергоресурс для получения электроэнергии на станции ПГУ на газотурбинной установке или на расположенных вблизи электростанциях. Разработанная технология позволяет получать и жидкое топливо – метанол, диметиловый эфир, а также химические продукты.

9.11. Газогенераторные двигатели

Перед Первой мировой войной в Европе начались работы по применению топлива, альтернативного жидкому. В 1914 г., во Франции, где нет запасов нефти, был проведен первый в истории стокилометровый пробег грузовика с двигателем, работающем на дровах [18, 28, 32].

В 1923 г. к разработке двигателей, подобных газогенераторным моторам от Renault и Berliet, приступили ученые в СССР. Постепенно такие установки получили широкое распространение. На газогенераторы планировалось перевести всю технику, работающую на лесозаготовках, а также большую часть сельскохозяйственной. По проектам был разработан и запущен в производство ряд надежных газогенераторных двигателей. В 1936 г. с конвейера сошел газогенераторный грузовик ЗИС-13. Газген (такое прозвище – подобно полуторкам и газонам – получил данный вид автомобилей) расходовал 80-85 кг чурок на 100 км пробега. 900 этих машин стали прообразом более совершенного ЗИС-21 грузоподъемностью до 2,5 т. В 1939 г. аналогичные (но в два раза менее грузоподъемные) ГАЗ-42 стал выпускать Горьковский автозавод, и за 7 лет произвел их 33840. Маломощные и не скоростные (до 50 км/ч) газгены было сложно обслуживать и запускать, но часто они были незаменимы в северных лесных районах, удаленных от мест производства жидкого топлива. Именно поэтому газогенераторные автомобили (всего около 40000 грузовиков) широко применялись в годы Великой Отечественной войны, когда промышленность была переведена за Урал.

Наибольшее распространение газогенераторы получили в гитлеровской Германии, которая также испытывала дефицит нефти, особенно после потери румынских месторождений. Уральский завод им. И.В. Сталина выпускал ЗИС-21 до 1951 г. Его широко использовали в леспромхозах вплоть до начала 60-х. Однако в это время исследования в области генерирования газа уже были повсеместно свернуты. На энергетический рынок Европы поступили углеводороды с Ближнего Востока, и продукты переработки нефти стали несравнимо дешевле твердого топлива. В 1957 г. производство газогенераторов прекратилось и в СССР после освоения месторождений нефти. СССР стал добывать более 600 млн. т нефти в год при том, что на внутренние нужды требовалось лишь 65 млн. т бензина.

Житомирский национальный агроэкологический университет является пионером в данном направлении в Украине и ГАЗ-52 с топкой на борту – его детище. История техники выявила ряд недостатков газогенерирующей автотехники: расход топлива в 2-3 раза выше, чем жидких нефтепродуктов, нужно полчаса на прогрев двигателя – и так после каждого простоя длительностью более 6 часов. Из-за меньшей теплотворной способности газа по

равнению с нефтепродуктами наблюдается потеря мощности двигателя в пределах 5 % – 30 %. С другой стороны КПД двигателя на генераторном газе выше, чем мотора на углеводородном топливе.

Но главное – при использовании дров эквивалент литра бензина обходится от 5 до 15 центов. За разработку газогенераторного двигателя взялись немцы, японцы (последние, пытаются воду на водород и кислород разложить). Россияне недавно провели по этой проблеме большое международное совещание. Правительство Швеции в 2009 г. запланировало перевести сельское хозяйство на альтернативные источники энергии, чтобы всплески цен не отражались на сельхозпродукции. У них транспортный налог меньше для таких автомобилей (в Украине пока невозможно даже опробовать «житомирское чудо» на трассе – ГАИ не дает разрешения на эксплуатацию подобного транспортного средства). На складах Volvo уже есть готовые газогенераторы. Немцы почти все отопление в сельской местности перевели на такие печи, а канадцы – механизмы на лесозаготовках.

Общеизвестно, до половины цены сельхозпродукции складывается из стоимости моторного топлива. Сейчас идет борьба за то, чтобы минимизировать объем топлива и порции его загрузки, за то, чтобы освободить водителя от колки дров: взял на заправке прессованные из опилок брикеты и поехал. С таким «порционным питанием» нетрудно будет разработать его автоматическую подачу по команде из кабины. Также нужно повысить степень очистки топки. Хотя на самом деле золы там остается очень мало.

Более серьезная задача – борьба за повышение мощности. Ведь исследования в области газогенераторных двигателей (а они начались на десятилетия позже «бензиновых») были резко прерваны, когда бензин стал дешевле минеральной воды. Но сегодня многие ученые уверены, что генераторный газ как моторное топливо не только не уступает бензину, но и превосходит его по своим свойствам. Есть подтвержденное патентом ноу-хау – использование соломы. Для сравнения: среднегодовые потребности сельского хозяйства Украины в топливе нефтяного происхождения (т.е. без учета смазочных и прочих материалов) составляют 4,3 млн. тонн. Это свыше 10 млрд. грн. Весь этот объем способны перекрыть только ежегодные излишки соломы. Причем в 2,5 раза. Так крестьяне сами смогут обеспечить недорогим горючим свои автомобили, трактора, комбайны. Переоборудование двигателя с бензинового на газогенераторный обойдется в 20-30 тыс. грн. (цифры ориентировочные – машина только создается). Но это окупается за полтора года в худшем случае (такое топливо втрое дешевле, чем солярка и бензин). Кроме того, правительство может выделить льготы и всяческое содействие использующим альтернативные источники.

Борьба с дымностью – еще одно направление исследований. Но выхлоп газогенератора и сейчас на порядки чище бензинового и дизельного. Главное, в нем практически нет окиси серы – самого токсичного компонента отработанных газов. К излишкам соломы можно добавить отходы деревообрабатывающей промышленности. Включая кору деревьев – это еще четверть годовой потребности в условном топливе.

В Советском Союзе на лесозаготовках использовалось 16 тысяч тракторов, оснащенных газогенераторами. Себестоимость единицы энергии нефти – 12 грн., дров – до 4 грн., тырсы – 1 грн. А пока одна только Житомирщина ежегодно тратит на нефтепродукты свыше \$200 млн. Она больше других пострадала от Чернобыльской катастрофы (300 га территории загрязнены радионуклидами). Можно использовать сжигание растений, выращенных на площадях относительно невысокого уровня загрязнения. Их следует засадить вербой с последующей заготовкой биотоплива. Это приведет к появлению 100 тыс. рабочих мест в этих депрессивных сегодня районах. Как показывает опыт Италии, Германии и Аргентины, выращивание энергетических растений столь же эффективно, как и пшеницы. В этих странах земли, считавшиеся непригодными для ведения сельского хозяйства, давно превращены в энергетические плантации быстрорастущих пород деревьев. Вербка на заболоченных землях дает до 25 т древесины с 1 га в год. В среднем получается 15 млн. тонн сухого топлива с 1 млн. га. А это 20 % потребностей средней европейской страны. Потенциал же Украины гораздо выше. А ведь это обновляемые источники энергии, в отличие от нефти и газа, которые в обозримом будущем закончатся.

Выводы. В 1914 г. во Франции был проведен первый в истории стокилометровый пробег грузовика с двигателем, работающем на дровах. Постепенно такие установки получили широкое распространение. На газогенераторы планировалось перевести всю технику, работающую на лесозаготовках, а также большую часть сельскохозяйственной. По проектам был разработан и запущен в производство ряд надежных газогенераторных двигателей. В 1936 г. с конвейера сошел газогенераторный грузовик ЗИС-13. Газген расходовал 80-85 кг чурок на 100 км пробега. В 1939 г. аналогичные ГАЗ-42 стал выпускать Горьковский автозавод, и за 7 лет произвел их 33840. Маломощные и не скоростные (до 50 км/ч) газгены было сложно обслуживать и запускать, но часто они были незаменимы в северных лесных районах, удаленных от мест производства жидкого топлива. Именно поэтому газогенераторные автомобили широко применялись в годы войны. Житомирский национальный агроэкологический университет является пионером в данном направлении в Украине и ГАЗ-52 с топкой на борту – его детище. КПД двигателя на генераторном газе выше, чем мотора на углеводородном топливе.

9.12. Восполняемые источники энергии

В 2010 г. ученые начали проектирование автомагистрали вокруг Черного и Азовского морей. Такое решение приняли правительства государств Организации черноморского экономического сотрудничества (ОЧЭС). Черное и Азовское моря рассматриваются как источники энергии [18, 28, 32, 34, 36, 37]. В этом плане негативным для Украины было решение Гаагского суда по делу об острове Змеином, в результате чего мы потеряли порядка 10 млн. т разведанной нефти и примерно в пять раз больше газа. Разведывали шельф

разные страны и в разные времена, данные засекречивали. Современные технологии бурения позволяют легко залезть на территорию соседа. Можно пробурить скважину под любым углом на несколько километров и нефть или газ потихоньку перетечет туда, откуда пробурили. На территории своей страны изучают все, что подняли, на наличие не только нефти и газа, но строительных материалов, соли, золота, платины... На границе, особенно в спорных зонах, которые потом могут отойти непонятно кому, представители всех стран бурили самым варварским способом. Прогоняли скважину и смотрели: раз газа или нефти нет – бросали. Если же находили черное золото, запечатывали ее, сделав стратегический запас, и бурили следующую. Так очерчивали примерные границы месторождения.

Прогнозы по полезным ископаемым в Черном море существенно отличаются. Более-менее известны рассекреченные в процессе суда запасы нефти-газа лишь в зоне, отошедшей Румынии. И все же потенциал этого моря по нефти – в районе 50 млн. т. По поводу природного газа можно сказать, что ему есть альтернатива. На дне Черного моря – 50 млн. т сероводорода. Он попадает в биологическую цепочку: им питаются простейшие, простейшими – рыбы. Периодически на морскую поверхность проскальзывают пузыри этого горючего газа, в результате чего происходят взрывы. Энергетический потенциал Черного моря, равно как и Азовского, – как раз в добыче сероводорода и использовании его в качестве топливного газа. Причем это возобновляемый источник. Так что как только отберем, скажем, 10 млн. т сероводорода – столько же его подойдет.

У нас в стране два принципиально разных потребителя природного газа: жилищно-коммунальное хозяйство и промышленность (в основном металлургическая и химическая). Но заводы его не перерабатывают, а сжигают для получения тепла и энергии. Так вот, газ, который идет в промышленность, (а это 70 % всего используемого в стране голубого топлива), можно заменить сероводородом. Добываемый на Украине газ логичнее отдать населению – его хватит. И если его не облагать большими налогами, то он будет дешевым.

Кроме этого у нас, в Румынии, Грузии – много угля, в том числе и бурого. Его реально превратить в газ. Так экономика Южно-Африканской Республики построена на газификации угля. В свое время на ЮАР, где был апартеид, наложили экономическое эмбарго, в том числе и на поставки нефти. Там на заводах были вынуждены перерабатывать уголь в газ и бензин; ситуация стимулировала прогресс в развитии методов использования получаемого таким образом газа. У нас выпускали ткани, пластмассы из нефти и природного газа, у них – из угля. И оттуда могут передать соответствующие технологии.

К возобновляемым источникам энергии можно отнести производство биоэтанола – спирта, применяемого как заменитель бензина. При его сгорании в двигателях автомобилей в атмосферу попадают поглощаемый растениями углекислый газ и вода. К 2030 г. в Бразилии планируют 40 % энергетики перевести на биотопливо из сахарного тростника, в США – 20 %, но из кукурузы. В СССР листья, стебли и другие отходы подсолнечника, кукурузы, пшеницы свозили на гидролизные заводы, где за счет гидролиза содержащихся

в них сахаров получали кормовые добавки для крупного рогатого скота. Теперь из того же сырья можно получать спирт.

Производство биодизеля можно освоить на основе растительных масел. Если, например, подсолнечное (или иное растительное) масло обработать спиртом, получится дизтопливо. С этой целью было решено использовать более дешевое рапсовое масло. В 2008 г. под Мариуполем по заказу немцев были засеяны и застрахованы поля рапса. Но когда пришло время убирать урожай, местные жители подожгли рапсовые поля и получили страховку. В 2009 г. в научном журнале Science (США) опубликовали информацию о том, что при изготовлении биотоплива воды расходуется в 100 тыс. раз (!) больше, чем при производстве бензина. Учитывая эти новые данные, вероятно, придется вернуться к запасам угля и нефти.

Выводы. Природному газу есть альтернатива. На дне Черного моря находится 50 млн. т сероводорода. Он попадает в биологическую цепочку: им питаются простейшие, простейшими – рыбы. Периодически на морскую поверхность проскальзывают пузыри этого горючего газа, в результате чего происходят взрывы. Энергетический потенциал Черного моря, равно как и Азовского, в добыче сероводорода и использовании его в качестве топливного газа. Причем это возобновляемый источник. Так что как только отберем, скажем, 10 млн. т сероводорода – столько же его подойдет. Но необходимо помнить, что сероводород самый ядовитый природный газ.

9.13. Болотный газ в Арктике

По мнению ученых, в атмосферу планеты только со дна озер Сибири может попасть 55 млрд. т метана – в 10 раз больше, чем содержится сегодня в воздушном пространстве Земли. Выход такого огромного объема газа способен спровоцировать резкие и, вероятно, необратимые изменения климата [31, 32, 34].

Человечеству уже известен этот порочный круг, когда метан, освобождаясь при таянии мерзлоты с остатками древней органики, задерживает тепло в атмосфере и вызывает парниковый эффект, а климатические изменения запускают процесс таяния вечной мерзлоты, что ускоряет разогрев Земли.

Среди ученых, решающих проблемы прогнозирования масштабов, сроков и последствий климатических перемен, Кэти Уолтер, специалисту по проблемам экологии водного мира, удалось обнаружить действующие источники выхода метана в озерах северных широт. Эти свищи в теле планеты моментально воспламеняются, если их поджечь, а огонь вздымается на 6 м. Видеозапись факелов Кэти Уолтер распространяет через интернет. По мнению Уолтер, именно выход метана из арктических озер стал причиной глобального потепления более 11 тыс. лет назад. Подобное происходило в больших масштабах в прошлом и может повториться в будущем. Количество метана в атмосфере с начала периода индустриализации увеличилось в 3 раза. Главные его источники – рисовые плантации, скотоводство, добыча полезных ископаемых: на долю этих видов деятельности человека приходится 70 %

общего объема выбросов газа. Остальное поставляют в атмосферу тропические заболоченные земли и термиты. Но в эти расчеты не включены источники «болотного газа», обнаруженные сегодня в Арктике.

Процессы глобального потепления наиболее очевидны именно в полярных регионах. За прошедшие 50 лет в Арктике оно наступало вдвое быстрее, чем в других регионах. В 2008 г. впервые в истории открылись судоходные пути через Северный полюс. Стремительно тают ледниковые щиты Гренландии и Западной Антарктики. Полярным медведям и императорским пингвинам грозит исчезновение.

Ученых беспокоят трансформации в глубинах вечной мерзлоты, на долю которой сегодня приходится 20 % земной поверхности. Если средняя температура в Арктике к концу столетия повысится на 6⁰С, как обещают некоторые прогнозы, выброс газов из недр земли может стать неуправляемым. Особую тревогу ученых вызывают облака метановых пузырей в водах континентального шельфа Сибири. Точный уровень этих выбросов определить гораздо сложнее, чем их объем с поверхности озер.

Идут дискуссии о возможности выбросов из метангидратов (газогидратов) – скоплений льда с газом под континентальным шельфом и океанским дном, а также под слоем вечной мерзлоты. Кроме метана, на тепловой баланс Земли наиболее значительно воздействует углекислый газ. Только верхний 3-метровый слой мерзлоты содержит 1,9 трлн. т углерода (в 2 раза больше, чем в атмосфере). Ученым доводилось видеть таяние и на глубине в 5 м. Если в год вечная мерзлота будет выпускать всего 1 % закопанного во льдах углерода, объем годовых выбросов газа возрастет вдвое. Сегодня температура 30-50 % вечной мерзлоты планеты всего на 1-1,5⁰С ниже точки таяния.

Источники выхода метана на поверхность можно легко найти под слоем льда толщиной всего 15 см. Жители Аляски осведомлены о таянии вечной мерзлоты: на всей территории штата рушатся дома и падают деревья. По оценкам экспертов, стоимость расходов на ремонт поврежденных школ, дорог, зданий и сооружений достигнет 6 млрд. долл. в ближайшие два десятилетия. Глобальные же последствия таяния арктических льдов еще только предстоит оценить.

Выводы. В атмосферу планеты только со дна озер Сибири может попасть 55 млрд. т метана – в 10 раз больше, чем содержится сегодня в воздушном пространстве Земли. Количество метана в атмосфере с начала периода индустриализации увеличилось в 3 раза. Главные его источники – рисовые плантации, скотоводство, добыча полезных ископаемых: на долю этих видов деятельности человека приходится 70 % общего объема выбросов газа. Остальное поставляют в атмосферу тропические заболоченные земли и термиты. Но в эти расчеты не включены источники «болотного газа», обнаруженные сегодня в Арктике. Идут дискуссии о возможности выбросов из метангидратов (газогидратов) – скоплений льда с газом под континентальным шельфом и океанским дном, а также под слоем вечной мерзлоты. Кроме метана, на тепловой баланс Земли наиболее значительно воздействует

углекислый газ. Только верхний 3-метровый слой мерзлоты содержит 1,9 трлн. т углерода (в 2 раза больше, чем в атмосфере). Ученым доводилось видеть таяние и на глубине в 5 м. Если в год вечная мерзлота будет выпускать всего 1 % закопанного во льдах углерода, объем годовых выбросов газа возрастет вдвое. Сегодня температура 30-50 % вечной мерзлоты планеты всего на 1-1,5⁰С ниже точки таяния.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое тепловые насосы и принцип их действия?
2. Раскройте принцип работы автономного генератора топлива, на каком сырье он работает.
3. Из чего можно получать бионефть?
4. Как можно использовать грунтовые воды для обогрева или охлаждения?
5. В чем заключается принцип осмоса и как с его помощью можно получать энергию?
6. Объясните принцип работы солнечного фонаря.
7. Чем характеризуется принцип работы новых английских электроламп?
8. В чем заключается принцип работы солнечных батарей?
9. Что такое плазмагаз и принцип работы энергетических установок на нем?
10. Объясните принцип действия подземной газификации углей.
11. Раскройте принцип действия газогенераторных двигателей.
12. Выгодно ли использовать для энергетики черноморский сероводород и биотопливо из рапса?
13. Охарактеризуйте возможность использования в энергетике замороженный во льдах газ?

10. ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебная цель раздела: на основе материалов раздела студент должен знать основные методы оценки газоносности угольных месторождений.

В разделе изложены основные этапы и методы оценивания газоносности угольных месторождений.

В связи с дефицитом энергоносителей в Украине одной из самых актуальных проблем является использование нетрадиционных видов углеводородного сырья – газа (метана) угольных месторождений. Общие ресурсы метана в основном углегазовом бассейне – Донбассе составляют 22-25 трлн. м³, а пригодные к извлечению – 3,0-3,7 трлн. м³. Они значительно больше, чем запасы природного газа собственно газовых месторождений страны. Поэтому разработку угольных месторождений следует осуществлять комплексно с отдельной добычей угля и метана.

Следовательно, оценка общего количества метана в пределах всего комплекса угленосных отложений на площадь их распространения и глубину залегания имеет не только теоретическое значение, но и практическое, связанное с его промышленной добычей и использованием.

Запасы метана – количество метана конкретного месторождения, рассчитанное общеизвестными методами по геологоразведочным данным.

Ресурсы метана – количество метана отдельной площади, и отдельного стратиграфического интервала, который по предварительным данным можно извлечь.

Оценка запасов (ресурсов) метана, который находится в угольных пластах и вмещающих их породах, проводится с целью установления перспектив комплексного освоения угольных месторождений и соответствующего планирования и проведения геологоразведочных работ на уголь и метан. Поэтому основными объектами для оценки и подсчета запасов (ресурсов) метана являются месторождения (залежи, скопления) метана, залегающие в угольно–породном массиве, не разгруженном от горного давления в пределах отдельных разведывательных участков, шахтных полей или их части.

10.1. Термины и определения понятий

В существующих литературных источниках и Инструкциях [10-13, 25-33 и др.] принята следующая терминология:

Абсолютная газообильность – объем газа, который выделился в горные выработки за единицу времени (в м³/мин. или в м³/сут.).

Абсорбция – способность твердого тела равномерно поглощать газ всем объемом тела (абсорбентом).

Адсорбция – поглощение газообразных веществ поверхностным слоем твердого тела (уплотнение газа на поверхности адсорбента).

Относительная газообильность – объем газа, выделяющегося в горные выработки, отнесенный к 1 т добытого угля, ($\text{м}^3/\text{т}$ угля).

Открытая пористость – часть соединенных между собой полостей (пор, трещин, каверн), по которым происходит движение флюидов в общем объеме угля и породы (объемная доля в %).

Углегазовое месторождение – угольное месторождение с содержанием метана $> 1 \text{ м}^3$ в породе и $> 5 \text{ м}^3$ в угле, добыча которого является целесообразной и экономически выгодной или технологически необходимой.

Угленосные отложения – это осадочные породы, которые имеют в своем составе органическое (углистое) вещество в рассеянном или концентрированном (угольные пласты) виде, служащее одновременно как генератор (источник) углеводородных газов, и как их коллектор с высокими сорбционными свойствами.

Угольный пласт – залежь осадочного органического вещества, ограниченная породами кровли и почвы. Может состоять из одного или нескольких связанных между собой пропластков.

Углефикация – процесс превращения органического вещества от торфа до антрацита посредством диагенеза и катагенеза под действием температуры, давления и комплекса других физико-химических условий. Конечная стадия углефикации – это метаморфизм и переход угля в графит.

Газовая зона – распределение газов в угленосной толще, которое проявляется в виде закономерного чередования в пространстве зон с разным природным соотношением газовых компонентов.

Газовая ловушка – объем горного массива с высокой пористостью и крышкой, который может содержать, аккумулировать и консервировать газ, независимо от условий его происхождения.

Газовая подземная съемка – метод определения газоносности в горных выработках, основанный на измерении количества газа, выделившегося из отбитой породы или угля с учетом остаточной газоносности.

Газовый картаж – геофизический метод выявления газомещающих горизонтов в разрезе угленосных толщ, оценки газоносности угля и углеводородных пород, основанный на непрерывном измерении содержания газа в промывочной жидкости вместе с изучением содержания газа по пробам керна и промывочной жидкости.

Газовое давление – давление газа, находящегося в породном массиве в свободной фазе, измеряется у МПа.

Газовый фактор – отношение полного объема растворенного газа, приведенного к нормальным условиям, к объему воды, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Газоугольный блок – площадь газоугольного горизонта, ограниченная по протяжению нарушениями (дизъюнктивными, пликативными), границами марочного состава, фациальным замещением, границами шахтного поля или другими естественными или техногенными факторами.

Газопроницаемость – свойство горных пород и угля пропускать газ благодаря наличию в них соединенных пор и трещин.

Газоёмкость – максимальное содержание газа или газовых смесей, которое может удерживать проба при разных пластовых давлениях, температуре коллектора и удельной влажности.

Гидроразрыв угольных пластов – один из основных методов интенсификации метановыделения в дегазационные скважины из угольных пластов путем накачки флюида под избыточным давлением для расширения существующих и создания новых трещин и их закрепления в околоскважинной зоне с целью последующего извлечения метана.

Опережающая добыча метана – извлечение метана с целью снижения газообильности очистных горных работ на действующих или запроектированных горных предприятиях.

Общая (абсолютная) пористость – часть всех пор (открытых и закрытых) в объеме угля или породы (объемная часть в %).

Открытая пористость – часть пор сочетающихся между собой.

Закрытая пористость – часть пор, не имеющих между собой соединения.

Эффективная пористость – часть соединенных между собой полостей (пор, трещин, каверн) в объеме угля и породы которую может занимать газ за исключением пространства, занятого остаточной водой.

Остаточная газоносность (метаноносность) – объем газа (метана), содержащегося в единице объема или массы угля или пород, изъятых из скважины или горной выработки без применения мероприятий по сохранению ее естественной газоносности, приведенной к нормальным условиям ($\text{м}^3/\text{т}$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$).

Запасы газа в коллекторе – количество газа, содержащегося в пласте или же в нескольких пластах или стратиграфических интервалах, определяемого на основе газонасыщенности, объемной плотности, мощности коллектора и его площади залегания.

Сближенный пласт или пропласток угля (спутник) – пласт или пропласток угля, с которого в горные выработки основного отработываемого пласта, может поступать газ при его подработке или наработке.

Зона газового выветривания – приповерхностная часть угленосной толщи, в пределах которой содержание метана и его гомологов в составе природных газов угольных пластов составляет от 20-50 до 60-80 % (потому что часть метана дренировала в атмосферу).

Диффузия – процесс, при котором часть жидкости или газа перемещается из области высокой концентрации в область низкой, независимо от градиента давления.

Керногазонаборник – колонковое устройство в буровом снаряде для отбора керновых проб угля и пород с газами, содержащимися в них, с целью непосредственного определения газоносности и компонентного состава газов.

Коллекторы свободного газа – пористые, кавернозные, трещиноватые породы или уголь, способные аккумулировать свободный газ и отдавать его при вскрытии скважинами или горными выработками.

Компонентный состав газа – содержание метана, его гомологов и других компонентов природной газовой смеси, выраженный в объемных долях процента.

Надблоковая (надработанная) зона – угленосная толща пород над разрабатываемым угольным пластом, в котором вследствие уменьшения горного давления и возникновения техногенной трещиноватости происходит выделение метана из угля и его миграция в сторону выработанного пространства и поверхности.

Метановая зона – область распространения природных газов угольного происхождения, преимущественно метана и его гомологов (более 80 %).

Метаноносность – объем газов метанового ряда в единице объема или массы угля или породы в условиях естественного залегания, приведенный к нормальным условиям ($\text{м}^3/\text{т}$ с.б.м. (сухой беззольной массы) или $\text{м}^3/\text{м}^3$ породы).

Объемная плотность – плотность породы, включающая объем твердых веществ, пор, трещин, каверн, а также какую-нибудь жидкость или газообразные вещества.

Пластовое давление – давление, под которым флюид находится в исследуемом пласте, МПа.

Пластоиспытатель – комплект приборов и приспособлений для определения пластового давления, температуры отбора проб флюида из предварительно изолированных интервалов скважин с целью оценки газоносности и газопроницаемости угля и пород.

Подблоковая (подработанная) зона – угленосная толща пород под отработываемым пластом в которой вследствие уменьшения горного давления происходит выделение метана из угля и его миграция в сторону отработанного пространства.

Породы-газоупоры (флюидоупоры, покрышки) – слабо проницаемые, ненарушенные (преимущественно аргиллитовые) породы, которые препятствуют миграции газов и жидкости (флюидов).

Природная газоносность – общий объем газа, находящийся в единице объема или массы угля или породы в естественных условиях, приведенных к нормальным условиям (20°C , 0,1 МПа), ($\text{в м}^3/\text{т}$ угля или $\text{м}^3/\text{м}^3$ породы).

Природная газонасыщенность вод – объем газа, содержащегося в единице объема воды в естественных условиях ($\text{в м}^3/\text{м}^3$).

Самостоятельная добыча метана – извлечение метана из ненарушенного, целостного, неподработанного массива горных пород с целью утилизации метана без проведения работ по добыче угля: в дальнейшем добыча дегазированного угля.

Сорбированный газ – газ угольных пластов, или рассеянной органики в породах, содержащийся в них под действием адсорбции или абсорбции.

Сорбционная газоемкость – количество газа, которое способна поглотить порода или уголь при определенных термодинамических условиях.

Сопутствующая добыча метана – принудительное извлечение метана из угольных пластов и пород в процессе разработки угольного месторождения.

Суфляр – выделение газа в горные выработки из трещин или шпуров с дебитом свыше $1 \text{ м}^3/\text{мин}$. на участке горной выработки длиной меньше 20 м. Различают суфляры, приуроченные к природным и техногенным трещинам.

Трещинная пустотность – отношение свободного пространства в горном массиве, обусловленного раскрытием трещин, к общему объему массива (объемная доля в %).

Хемосорбция – способность минералов и пород вступать с газом в химическую связь.

Скорость десорбции – объемная скорость выделения газа из пробы.

Выводы. В разделе представлены основные понятия, терминология, существующие в углегазовой отрасли. Указанные понятия и термины нужно знать и использовать на практике, в производственной и научной деятельности.

10.2. Геология газов угольных месторождений

Основным источником углеводородных газов в угленосных отложениях является растительное органическое вещество, встречающееся как в концентрированной форме (угольные пласты и пропластки), так и в рассеянном состоянии в породах. В составе газов угленосных отложений установлены метан, тяжелые углеводороды, водород, углекислый газ, азот, сероводород, жидкие, радиоактивные и инертные газы – аргон, гелий, криптон, ксенон, радон.

Самыми распространенными компонентами угольных газов угленосных отложений является метан, азот и углекислый газ. Остальные газы встречаются лишь в виде примесей. Метан и его гомологи образовались в процессе углефикации – диагенеза и последующего катагенеза растительного органического вещества.

Газы углефикации – газообразные продукты, которые выделяются в процессе углефикационного преобразования органического вещества (угля, углистых пород, горючих аргиллитов, рассеянного органического вещества). Основной состав газов углефикации: CO_2 , H_2S , NH_3 и углеводороды (метан, а также его гомологи). На ранних стадиях преобладает CO_2 , на поздних – углеводороды. Состав углеводородной части зависит от генетического типа органического вещества. В случае преобладания в нем гумусовых

разновидностей, там резко преобладает метан, иногда относительно повышенное количество этана; тяжелые углеводороды отсутствуют или встречаются в виде следов. В случае типично сапропелитовых разновидностей значительная роль принадлежит высшим газообразным гомологам метана. В условиях контактного метаморфизма в газах резко повышается количество водорода и гомологов метана; возможно присутствие непредельных углеводородов и окиси углерода. Категория газов углефикации включает практически все виды углеводородных природных газов, встречающихся в виде залежей (газовых, газоконденсатных, газонефтяных) или присутствующих в растворенном виде в природных водах.

Начальный этап углефикации угля (марки Б-Д, t до $60-80^{\circ}\text{C}$) отмечается интенсивным образованием углекислого газа и менее значительной генерацией метана. Ранняя и средняя подстадии катагенеза (формирование угля марок Д-ОС, t $80-170^{\circ}\text{C}$) характеризуется значительным выделением метана и максимальной генерацией тяжелых углеводородов. Подстадии позднего катагенеза, связанной с формированием высокоуглефицированного угля марок Т-А с температурами $180-250^{\circ}\text{C}$, характерна активная генерация метана и, возможно, водорода при полном отсутствии тяжелых углеводородных газов. На заключительной стадии углефикации угля (суперантрацит, t $260-300^{\circ}\text{C}$) в составе генерирующих газов преобладают водород и углекислый газ при подчиненной и незначительной роли метана.

Близость компонентного и изотопного состава углеводородных газов угля и углевлещающих пород позволяет говорить об их генетическом родстве.

Современная газоносность угленосных толщ в значительной мере определяется пространственным перераспределением углекатагенных газов, совместно с газами, которые мигрировали из глубинных горизонтов угольных бассейнов и месторождений.

Основным газовым компонентом угленосных отложений являются газы метанового ряда, содержание которых колеблется от 0 до 100 % и закономерно растет с палеоглубиной, вплоть до суперантрацитов. Генетически метан связан с угольными пластами и с рассеянным органическим веществом во вмещающих породах. Метан (CH_4), который является обычным природным газом, имеет свойство чистого высококачественного топлива, относится к парниковым газам сильного действия.

Метан – главный взрывоопасный компонент природных газов угольных пластов. При соединении с воздухом метан образует смеси: горючие – при содержании в них метана до 5-6 % и свыше 14-16 % и взрывные – при содержании от 5 до 16 % (максимальная сила взрыва достигается при содержании метана 9,5 %). Температура загорания метана находится в пределах $670-750^{\circ}\text{C}$.

Взрывоопасность воздушно-метановой смеси, проявления внезапных выбросов угля, пород и газа под действием высокого горного и газового давления перед забоем горных выработок (зона пригрузки) и необходимость разработки и осуществления специальных мероприятий по поддержке

безопасного ведения горных работ определяют целесообразность специального изучения природной газоносности угольных месторождений.

Тяжелые углеводороды в составе природных газов угольных пластов представлены в основном этаном (C_2H_6) и пропаном (C_3H_8), реже бутаном (C_4H_{10}). С ростом глубины горных выработок в Донецком и Львовско-Волынском бассейнах, в угольных газах наблюдается увеличение содержания тяжелых углеводородов, особенно в угле средних степеней углефикации (Г-К).

Азот постоянно присутствует в составе газов угольных месторождений и содержание его колеблется в широких диапазонах – от нескольких процентов до 90-95 % в приповерхностной зоне. Количество азота в составе газов угольных пластов закономерно уменьшается с глубиной. Ниже верхней границы зоны метановых газов его содержание в среднем не превышает 5 %.

Существует мнение, что азот в газовой смеси является газом воздушного происхождения. Фиксированный азот в угольных пластах в зоне метановых газов – это захороненный компонент давней атмосферы и является результатом катагенных (биохимических) процессов. Углекислый газ постоянно присутствует в газах угленосных отложений в количествах от долей процента до 80 % и больше. С увеличением глубины залегания угольных пластов содержание CO_2 уменьшается. Углекислый газ, главным образом, является продуктом окислительных процессов в зоне газо- и водообмена.

Водород присутствует в большинстве газовых проб угольных пластов в десятых-сотых долях процента. Его происхождение связано с биохимическими процессами превращения органического вещества – ее углефикации и с проникновением из магматических очагов (ювенильный).

Гелий в газовой смеси угольных пластов Донбасса и Львовско-Волынского бассейна является микропримесью. Его средние концентрации в угольных (сорбированных) газах не превышают 0,05 %. Для скоплений свободного газа они колеблются в пределах 0,1-0,3 %, для водорастворенных газов – 0,1-0,9 %. Генезис гелия в угольных газах связывают с радиоактивным распадом.

Оксид углерода встречается редко, а его происхождение не выяснено. Сероводород выявляют редко (в количествах 0,4-1,0 %). Он образуется в результате реакции взаимодействия сульфатных вод с метаном, возможно, при участии бактерий. Его образование могло проходить в значительных объемах при формировании угля, однако из-за повышенной растворимости в воде его содержание в угольных газах незначительно.

Редкие газы (аргон, криптон, ксенон) встречаются, как правило, в смесях с азотом, по количеству отвечают содержанию в воздухе, что подтверждает атмосферное происхождение этих газов.

Природные газы угленосных толщ находятся в сорбированном, свободном и водорастворенном состоянии, а также в твердых растворах. Преобладающей формой нахождения метана в угле является его сорбированное состояние. В угольных пластах, которые составляют всего несколько процентов от состава угленосных толщ, в сорбированной форме находится почти половина общего количества метана и других углеводородных газов. В породах

с низким содержанием органического вещества основная масса газов находится в свободной фазе (в порах, пустотах, трещинах) или же в растворенном состоянии (в пластовых и поровых водах). При низких температурах возможно существование метана и его гомологов в твердом растворе в виде газогидратов.

Фазовое состояние газов в угленосной толще зависит от литологических особенностей и коллекторских свойств пород, геологических, гидрогеологических и термобарических условий. По форме нахождения газов в угольных месторождениях выделяются коллекторы двух типов – коллекторы сорбированных газов и коллекторы свободных и растворенных газов.

Мощными коллекторами сорбированных газов являются угольные пласты, пропластки, включения и углистые породы с относительно высоким содержанием (свыше 30 %) рассеянного углистого вещества, которые по своей природе являются одновременно как генераторами, так и аккумуляторами газов.

Уголь – природный сорбент, характеризующийся высокой сорбционной способностью (сорбцией). Понятие сорбции объединяет несколько ее видов – адсорбцию (поглощение газа поверхностью вещества), абсорбцию (поглощение газа всем объемом вещества) и хемосорбцию (поглощение одним веществом другого в результате обратимой химической реакции). Адсорбция и абсорбция в системе «метан-уголь» проявляются совместно, они плавно переходят друг в друга. Заполнение поверхности сорбента молекулами метана сопровождается нарастанием сил отталкивания их от поверхности, пока оба процесса не приобретут одинаковой скорости и не наступит сорбционное равновесие. Хемосорбция в природной системе «метан-уголь» достаточно ограничена и недостаточно изучена. Газоёмкость угля контролируется законами сорбции. Сорбционная способность газов растет в ряду He, H₂, N₂, Ar, CH₄, CO₂, тяжелые углеводороды. Основными факторами, определяющими метаноёмкость органического вещества, входящими в состав угольных пластов и вмещающих пород, являются:

- давление газа (при увеличении давления растет сорбция и компрессия свободной фазы);
- температура, при росте которой сорбция понижается;
- влага (также понижает сорбцию);
- петрографический состав угля.

Сорбционная метаноёмкость угля в широком диапазоне температур и давлений растет с повышением степени их углефикации и достигает максимума в антраците. Сорбционная способность угля зависит от его свойств и условий залегания угольного пласта, термодинамических параметров, обусловленных условиями накопления, сохранения и превращения органического вещества в ископаемый уголь.

Метан в свободном состоянии в угольных пластах и в породах занимает поровое пространство (гранулярное и трещинное). Его количество растет с увеличением пористости, глубины и давления, и уменьшается с повышением температуры. Если поры и трещины заполнены водой, то содержание в них метана более низкое. В породах с низким содержанием органического вещества

основная масса газов находится в свободной фазе (в порах, полостях, трещинах) или же в растворенном состоянии (в пластовых и поровых водах).

Коллекторами свободных и растворенных газов, конечно, служат углевмещающие породы с низким содержанием (меньше 5-10 %) рассеянного угольного вещества. Общеизвестные для угольных месторождений, это песчаники.

Газы в толщах углевмещающих пород по условиям их захоронения и перемещения разделяются на следующие виды:

а) Рассеянные малоподвижные газы пород. Они характеризуются пониженными фильтрационными характеристиками, поскольку заключены в относительно изолированных порах (газовых и газожидких включениях) в свободном и растворимом состоянии, а также газы, сорбированные органическим рассеянным веществом и минеральным веществом пород. Степень подвижности этих газов определяется проницаемостью пород, обусловленной их петрографическими особенностями и степенью литификации. Газ удерживается в порах капиллярными силами и гидростатическим давлением. При раскрытии и подработке таких пород в шахтах, в результате образования техногенных трещин происходит медленное и длительное газовыделение в горные выработки.

б) Скопление подвижных свободных газов, заполняющих трещины, полости и открытую поровую емкость пород в газовых ловушках. Подвижность этих газов определяется наличием путей миграции (открытой пористостью и трещиноватостью, проницаемостью, разрывными нарушениями, скважинами, горными выработками). Объемы скоплений газов могут колебаться в широких пределах. При раскрытии горными выработками, скважинами или техногенными трещинами локальных трещиноватых зон и отдельных замкнутых полостей происходят кратковременные суфлярные выделения газов. Из коллекторов (песчаников) с высокой емкостью значительных трещиноватых зон, приуроченных к разрывным и пликативным нарушениям, газ может выделяться в количестве сотен и тысяч метров кубических.

Свободный газ в скоплениях (залежах) обычно находится в равновесии с растворенными газами пластовых или пластотрещинных вод. Он характеризуется соответствующими параметрами: пластовым давлением, химическим составом, резко отличающимся от состава растворенного газа, дебитом и объемом.

в) Скопление растворенного газа в пластовых и пластотрещинных водах, циркулирующих в поровых и трещинных коллекторах характеризуются величиной газового фактора (удельной газонасыщенностью), давлением насыщения пластовых вод, химическим составом, отличным от состава сорбированных и свободных газов.

Сорбционная способность углевмещающих пород на два порядка ниже газоемкости угля, поэтому считается, что породы практически не содержат газа в сорбированном состоянии. Если в породах содержится рассеянное углистое вещество, то их сорбционная способность соответственно растет.

Формированию скоплений свободных газов в угленосных толщах способствуют следующие факторы:

- превышение упругости растворенных газов над пластовым давлением вод;
- внутриформационная (внутрипластовая и межпластовая) миграция газов из коллекторов сорбированных газов в коллекторы растворенных и свободных газов;
- наличие газовых ловушек, в которых происходит отделение от воды свободного газа и его накопление.

Газ во вмещающих породах мигрирует до встречи с ловушкой, способной его накапливать и удерживать. При отсутствии ловушки газ мигрирует к дневной поверхности. В таких случаях происходит природная дегазация угольных месторождений. В понятие «ловушка» входит три обязательных компонента:

- коллектор;
- крышка (экран или экранирующий эффект);
- геологические условия (структурно-тектонические, стратиграфические, литологические и гидродинамические).

Коллектор в паре с крышкой является резервуаром. Накопление свободных газов зависит от емкостных (общей, эффективной и открытой пористости, пустотности, трещиноватости) и фильтрационных (общей и фазовой газоносности, газо- и водонасыщенности) свойств пород. Крышками являются породы, практически непроницаемые или со сниженной газопроницаемостью, связанной с размерами, структурой порового или трещинного пространства. Их экранирующее свойство зависит от литологического состава, толщины и выдержанности пород по площади. Лучшими крышками в угленосной толще являются угольные пласты, не трещиноватые аргиллиты и алевролиты, при высокой литификации пород крышками могут быть и тонкозернистые песчаники.

По особенностям геологических условий, необходимых для формирования скоплений свободных газов в угленосных толщах, выделяют следующие виды ловушек:

- стратиграфические ловушки, образованные коллекторами, которые экранируются крышками, залегающими не согласованно. Они могут встречаться на выходах угле вмещающих пород под молодые отложения, перекрывающих их;
- литологические ловушки, образованные при выклинивании коллектора или его фациальном замещении;
- структурные ловушки представлены антиклинальными типами резервуара (коллектора с крышкой): куполообразными поднятиями, куполами, выступами, брахиантиклинальными складками.

На моноклиналях могут быть литологические, стратиграфические и структурные ловушки при наличии поперечных деформаций резервуаров в виде флексур, террас, структурных носов;

– структурно-тектонические ловушки образуются в пределах складок, разорванных дизъюнктивами, когда по площади смесителя стыкуются пласт-коллектор и газонепроницаемый пласт;

– тектонические ловушки дизъюнктивных зон, резервуарами которых служат массивы трещиноватых пород и дробленные зоны разрывных нарушений, находящиеся в плохо проницаемых толщах. Такие коллекторы образуют газовые ловушки в следующих случаях:

а) при антиклинальном изгибе или купольной конфигурации трещиноватых зон или же зон дробления;

б) при контакте трещиноватых зон или зон дробления давнего дизъюнктива с газонепроницаемым массивом пород в результате смещения по площади более молодого разрыва;

в) при выклинивании трещиноватых зон в связи с затуханием разрывов и переходом их во флексуры;

г) при пережимах и цементации трещин;

– гидродинамические ловушки образуются при изменении крупнопоровой структуры коллектора на тонкопоровую капиллярную, что и создает экранирующий эффект за счет капиллярного давления;

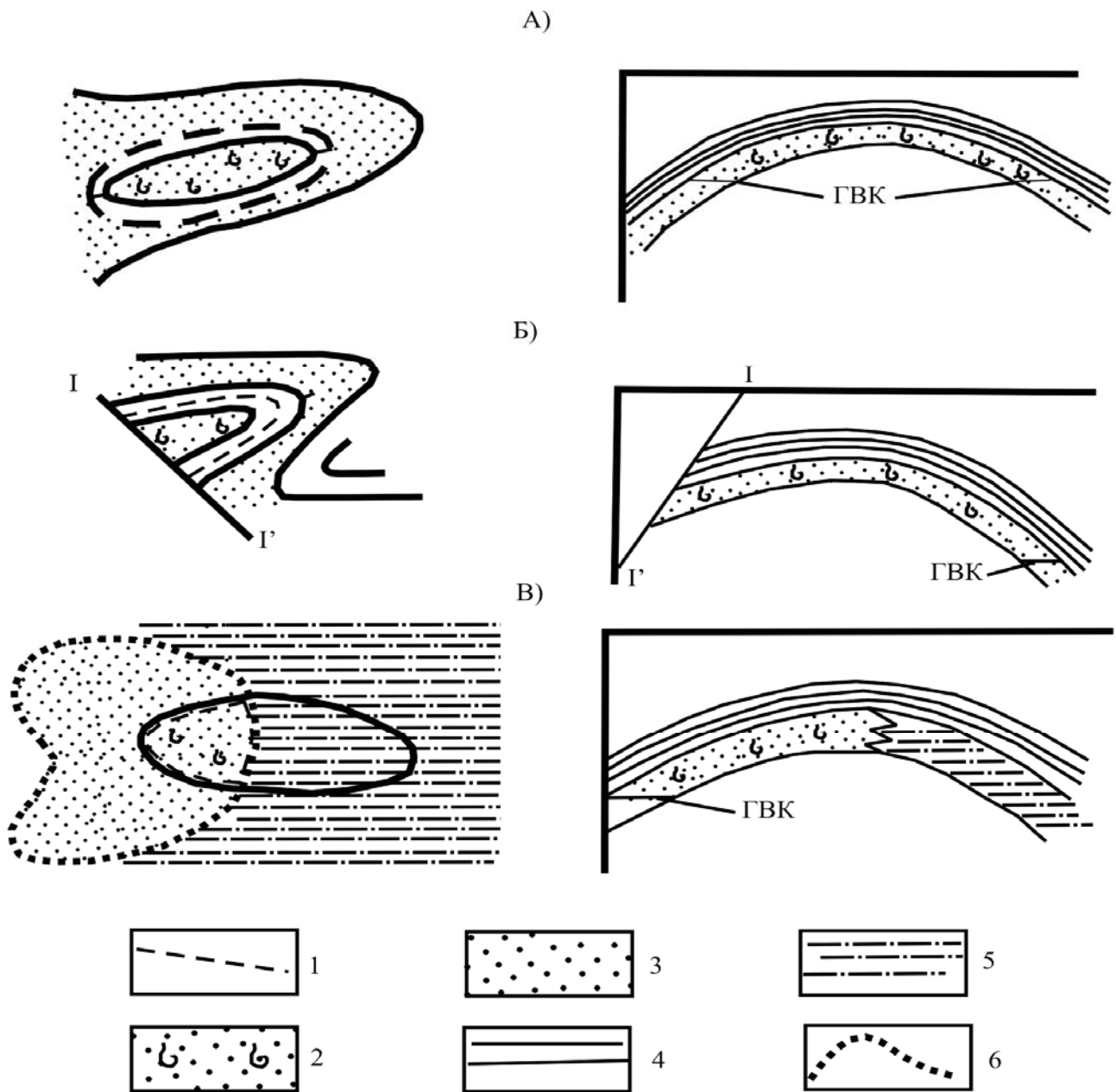
– техногенные газовые ловушки образуются в процессе разработки угольных пластов, они приурочены к старым выработкам и трещиноватым разуплотненным зонам обрушивания при подработке угле вмещающих пород.

Таким образом, первоочередными заданиями изучения газоносности угле вмещающих пород при поисках и разведке угольных месторождений являются выявления благоприятных геолого-структурных условий образования газовых ловушек со скоплениями в них свободного метана и установления площадей их развития. Виды ловушек представлены на рис. 10.1. Пример структурной карты представлен на рис. 10.2.

Формирование угленосных отложений сопровождается образованием углеводородных газов в процессе углефикации угля и выделением их из угленосной толщи за счет миграции к поверхности. Рядом с этим процессом есть встречное движение атмосферных газов в глубину. Такое перемещение газов привело к закономерному перераспределению атмосферных и катагенных газов, проявившееся в виде газовой зональности (азот-углекислый газ-метан).

Современная природная метаноносность угольных пластов является остаточной. Значительная часть метана, который образовался, главным образом, на ранних стадиях формирования угольного месторождения, не сохранилась. Мощность отдельных газовых зон в стратиграфическом разрезе колеблется от 0 до десятков и сотен метров.

В состав азотно-углекислой и углекисло-азотной зон входят два основных компонента – углекислый газ и азот, содержание которых изменяется в границах от 20 до 80 %. Метан оказывается в одиночных пробах, количество его не превышает 10 %. Глубина распространения газов этих зон прослеживается до 30-60 м. Изменения состава газов в пределах азотно-метановой зоны характеризуются уменьшением количества азота и увеличением содержания метана с глубиной, что приводит к образованию зоны метановых газов.



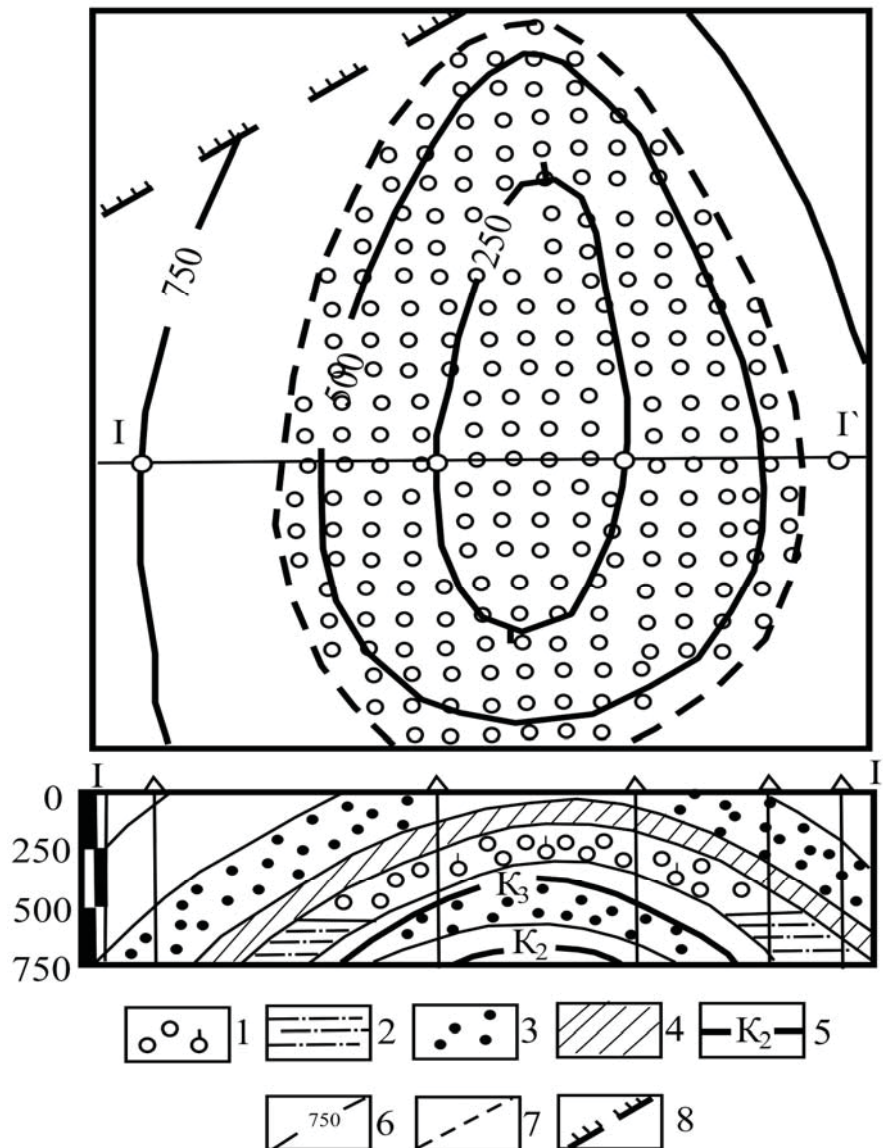
Условные обозначения: 1 – контур газоносности; 2 – газоносный песчаник; 3 – водоносный песчаник; 4 – экранированная толща; 5 – породы, не имеющие коллекторских свойств; 6 – граница замещения песчаного коллектора не коллектором; ГВК – газовой контакту

Рис. 10.1. Примеры ловушек структурного (а), структурно-тектонического (б) и структурно-литологического (в) типов

В зоне метановых газов содержание метана превышает 80 % и на больших глубинах весь газ, практически, представлен метаном с незначительной примесью углекислого газа, азота и жидких газов.

Нижняя граница зоны метановых газов опускается вместе с угленосными отложениями. Количество метана в угольных пластах на современных глубинах их разработки растет с погружением на глубину. Максимальная

метаноносность составляет 20-25 м³/т.с.б.м. для слабо-среднеуглефицированного угля, а для антрацита до 35-40 м³/т.с.б.м. С углублением в зону метановых газов содержание углекислого газа и азота с жидкими газами снижаются до следов и отмечается появление тяжелых углеводородов, общее содержание которых на больших глубинах не превышает 5-10 %. Угольные пласты раннего катагенеза, залегающие среди слабосцементированных и хорошо проницаемых пород (песчаники, трещиноватый известняк и др.), поддаются более глубокой дегазации, чем пласты, которые связаны с комплексом глинистых пород, поэтому по простиранию они характеризуются разнообразной газоносностью.



Условные обозначения: 1 – газоносный песчаник; 2 – водоносный песчаник; 3 – безнапорный горизонт; 4 – алевролит; 5 – угольный пласт; 6 – изогипса кровли пласта (м); 7 – внешний контур газового скопления; 8 – разрывные нарушения

Рис. 10.2. Структурная карта и разрез микрозалежи свободного газа в угленосных отложениях

В районах среднего и позднего катагенеза мало трещиноватые вмещающие породы практически не влияют на процессы дегазации, потому что газопроницаемость их незначительна в сравнении с углем. Породы с повышенными коллекторскими свойствами при наличии газонепроницаемого экрана могут быть коллекторами газа.

Покровные отложения в зависимости от мощности, литологического состава, фациальной выдержанности и времени накопления по-разному влияют на распределение газа в угленосной толще. Газонепроницаемые отложения, перекрывающие угленосную толщу, затрудняют деметанизацию месторождения, поскольку месторождения закрытого типа, как правило, имеют, при прочих равных условиях, большую газоносность, чем открытые. При этом миграция метана из угольных пластов нередко приводит к значительным скоплениям его в свободной фазе непосредственно под покровными отложениями.

Степень углефикации угля является одним из основных факторов, определяющих современную газоносность угольных пластов. С ростом углефикации угля его сорбционная газоемкость непрерывно растет и достигает максимальных значений на стадии слабоуглефицированных антрацитов, а после резко уменьшается в сильноуглефицированных антрацитах (суперантрацитах).

Кроме того, углефикация определяет интенсивность развития кливажных трещин, а отсюда и газопроницаемость угля. Наибольшей трещиноватостью характеризуется уголь средней стадии катагенеза, первичная трещиноватость в углях ранней и поздней стадий катагенеза более низкая. Поэтому миграция газов происходит интенсивнее в угольных пластах, сложенных углем марок Ж, К и ОС. По имеющимся данным метаноносность угля растет с увеличением содержания в нем фюзенита. Рост числа трещин в угле наблюдается по мере увеличения содержания микрокомпонентов группы витринита, что повышает его газопроницаемость.

Формирование техногенных залежей метана в выработанном пространстве шахт.

В процессе разработки угольных пластов над отработанным пространством лавы формируется так называемая зона обрушения, которая может рассматриваться как техногенная залежь метана, составленная разуплотненными, растресканными и нарушенными породами, которые одновременно служат источником генерации метана, и трещинно-пористым коллектором его аккумуляции. Функции структуры (ловушки) и ее непроницаемой покрышки в данном случае выполняют горные породы, залегающие на некотором расстоянии над угольным пластом и не испытавшие на себе влияния угледобывающих и очистных работ (до которых не дошла зона обрушения). В результате десорбции в отработанное (свободное от угля) пространство из угольного пласта и вмещающих пород выделяются значительные объемы метана, которые скапливаются в трещинах и полостях.

Параллельно с десорбцией происходит процесс разуплотнения и растрескивания пород кровли и почвы на мощность, в десятки раз

превышающую толщину угольного пласта. Выделенный из угля и пород метан свободно перемещается в пористо-трещиноватой среде горных пород. Из всех возможных форм перемещения (миграции) газа самой распространенной является свободная форма миграции (по зонам трещиноватости), миграция вместе с пластовой водой и путем диффузии газов.

Метан выделяется из надработанных и подработанных пропластков и угольных пластов нерабочей мощности, а также из угле вмещающих пород.

Выводы. В составе газов угленосных отложений установлены метан, тяжелые углеводороды, водород, углекислый газ, азот, сероводород, жидкие, радиоактивные и инертные газы – аргон, гелий, криптон, ксенон, радон. При соединении с воздухом метан образует смеси: горючие – при содержании в них метана до 5-6 % и свыше 14-16 % и взрывные – при содержании от 5 до 16 % (максимальная сила взрыва достигается при содержании метана 9,5 %). Температура загорания метана находится в пределах 670-750°C. Коллектор в паре с крышкой является резервуаром газа. В зоне метановых газов содержание метана превышает 80 %. Количество метана в угольных пластах на современных глубинах их разработки растет с погружением на глубину. Максимальная метаноносность составляет 20-25 м³/т.с.б.м. для слабо-среднеуглефицированного угля и до 35-40 м³/т.с.б.м. – для антрацита.

10.3. Требования к изучению и оценке газоносности угольных месторождений на разных стадиях геологоразведочных работ

Во время геологоразведочных работ по подготовке запасов метана к промышленной добыче выделяются три типа геолого-экономических оценок, имеющих одну цель, но отличающихся своей детальностью:

– начальная геолого-экономическая оценка (ГЕО-3), которая проводится для обоснования целесообразности поисково-разведывательных работ на объектах, перспективных относительно открытия залежей газа. ГЕО-3 осуществляется на основе количественной оценки перспективных и прогнозных ресурсов метана и предоставляется в форме технико-экономических рассуждений (ТЭР) о возможном их промышленном значении. Оценка возможностей промышленного освоения предполагаемых месторождений обосновывается технико-экономическими расчетами на основе доказанной аналогии с известными промышленными месторождениями или технического задания заказчика геологоразведочных работ;

– предварительная геолого-экономическая оценка (ГЕО-2) выполняется для обоснования целесообразности промышленного освоения открытого месторождения (залежи) метана и инвестирования геологоразведочных работ по его разведке и подготовке к эксплуатации. ГЕО-2 осуществляется на основе разведанных и предварительно-разведанных запасов, оформляется как технико-экономический доклад (ТЭД) о целесообразности последующей разведки, в том числе опытно-промышленной разработки месторождения (залежи). Оценка эффективности инвестиций определяется с учетом расходов на геологоразведочные работы и добычу метана, то есть конечной товарной

продукции угледобывающего предприятия. Техничко-экономические показатели определяются расчетами с использованием полученных исходных данных и данных доказанной аналогии;

– детальная геолого-экономическая оценка (ГЕО-1) проводится для определения уровня экономической эффективности производственной деятельности газодобывающего предприятия, и экономической целесообразности инвестирования работ по его обустройству и добыче метана. ГЕО-1 осуществляется на основе установленных запасов газа и предоставляется в виде технико-экономического обоснования (ТЕО) постоянных кондиций для их подсчета. Детальность технико-экономических расчетов и надежность финансовых показателей ГЕО-1 должны обеспечивать принятие инвестиционного решения без дополнительных исследований.

Технология добычи метана угольных месторождений постоянно совершенствуется и адаптируется применительно к конкретным геологическим условиям. В соответствии с этим изменяются, уточняются и корректируются требования к изучению газоносности угольных месторождений в целом и выбору критериев по оценке перспективности объектов первоочередного освоения.

Изучение газоносности угленосных отложений состоит из двух этапов:

- полевые исследования;
- камеральная обработка материалов.

При поисках и разведке газугольных месторождений в комплекс полевых исследований входят:

- надзор за газопроявлениями при бурении разведывательных скважин, замер дебитов газа и воды;
- изучение качественного (компонентного) состава газа угольных пластов и остаточной газоносности по данным герметичных вакуум-стаканов;
- испытание угольных пластов с помощью керногазонаборников (КГН) с целью количественной оценки метаноносности угля;
- определение метаноносности угольных пластов и горных пород с помощью газового каротажа и промышленной геофизики;
- определение дебитов газа и газового давления в угленосных отложениях с помощью пластоиспытателей;
- отбор породных проб на изучение коллекторских свойств и угольных проб на определение сорбционных свойств;
- определение естественной газоносности угольных пластов с помощью газовых съемок горных выработок шахт;
- сбор данных о дегазации и газообильности горных выработок.

Для определения промышленной значимости газугольного месторождения необходимо решить ряд новых и важных заданий:

- кроме непосредственных определений природной газоносности угольных пластов керногазонаборником, проводить исследование сорбционных свойств угля в условиях, близких к пластовым, а также определять кинетику десорбционных процессов;

– замерять давление в угольных пластах пластоиспытателями по усовершенствованной технологии, которая учитывает специфику медленной газоотдачи пластов угля;

– изучать емкостные и фильтрационные свойства (проницаемость) угольных пластов и породных горизонтов в природном залегании с использованием пластоиспытателей, геофизических исследований в скважинах, бурения специальных кустов скважин для проведения опытного гидроразрыва и откачки воды, определение проницаемости межскважинными измерениями, определение промышленных дебитов газа, коэффициентов его извлечения;

– прогнозировать и картировать трещиноватость пластов по керну и материалам геофизических исследований в скважинах;

– изучать углевмещающие породы как для нахождения скоплений свободных газов, которые являются источником внезапного газовыделения в шахтах, так и для определения возможного их влияния на добычу метана из угольных пластов;

– строить карты изомощностей угленосных отложений, необходимых для оценки масштабов добычи метана;

– давать прогнозную промышленную оценку метана как полезного ископаемого на всех разведываемых участках и площадях.

Изучение углеводородных газов как полезного ископаемого и оценку их ресурсов (запасов) следует проводить на всех стадиях геологоразведочных работ (поисковой, поисково-оценочной, разведки) и при освоении и эксплуатации угольных месторождений.

Детальность изучения метанугольных объектов (перспективных площадей, участков, шахтных полей, отдельных залежей и месторождений) определяется с целью геологоразведочных работ на каждой стадии (этапе), с обеспечением рационального комплексования методов и технологических средств работ, в зависимости от определения и направления использования метана как полезного ископаемого, и требований к охране недр и окружающей среды. Результаты работ должны быть достаточны для проработки проекта разработки метановой залежи или технологической схемы дегазации угольного месторождения, предусмотренные разработкой извлечения и использования метана. Плотность газового опробования, виды и объемы исследований газоносности угленосных отложений, типы применения средств добычи метана зависят от многих природно-геологических факторов:

– группы месторождений по величине газоносности, их геологического строения, распределения газа на площади и в глубину;

– объектов исследований (отдельные месторождения, шахтные поля, угольные пласты и вмещающие породы);

– степени катагенеза угля и пород;

– формы нахождения газа, коллекторских свойств пород и угля;

– стадийности поисковых и разведывательных работ;

– целевого использования метана как полезного ископаемого (основного самостоятельного или сопутствующего).

Перспективность промышленной разработки метаноугольных месторождений рекомендуется определять в несколько этапов:

– по результатам поисково-оценочных работ дается прогнозная оценка возможного промышленного значения углеводородных газов (метана) по месторождению (шахтному полю), которые изучаются как полезное ископаемое и определяется направление их последующего изучения с позиций комплексного освоения газоугольного месторождения. На этом этапе определяются критерии следующего этапа оценки (проницаемость, газодинамические параметры пластов, сорбционная способность угля);

– по результатам разведки оценивается технологическая необходимость и возможность извлечения газов из угленосного массива, определяются конкретные объекты дегазации и рациональность использования газа.

С позиции перспективности и последовательности организации промышленной добычи метана из угольных пластов и вмещающих их пород степень разведанности отдельных площадей (на полях действующих и угольных шахт, которые сооружаются, на детально или предварительно разведанных и угленосных участках, которые разведываются, а также на поисково-оценочных угленосных площадях) значения не имеет. На всех отмеченных группах площадей при существующих стадиях их разведки, должны быть организованы специальные работы по доизучению газоносности (доразведке) с установлением условий извлечения метана и возможностей применения технологии добычи.

На завершающей стадии разведывательных работ для определения величины и качества ресурсов и запасов метана и проведения геолого-промышленной оценки перспективности освоения газоугольного месторождения необходимо в его границах выделить эталонные участки (полигон, горизонт, блок, зону, этаж и тому подобное), где провести опытно-промышленную разработку (дегазацию). Таких эталонных участков может быть 1-3 на всей (расчетной) разведываемой площади (месторождении), в зависимости от сложности геологического строения, особенности распространения газоносности по площади, степени углефикации угля, фильтрационно-емкостных свойств пород и других факторов. Эталонный участок должен полностью отображать фактическое разнообразие геологических условий расчетного участка. Только отработка в опытном режиме рациональной технологии добычи метана на конкретном эталонном участке (полигоне) позволит определить коэффициент извлечения метана, используемый для прогнозирования объемов добычи его, дебита метановых скважин и подсчета запасов газа в пределах эталонного участка.

Опытно-промышленная разработка (дегазация) выполняется по отдельному проекту в соответствии с требованиями технического регламента «Проектирование, строительство и эксплуатация технологических комплексов дегазации метана угольных месторождений» [10].

Коэффициент извлечения газа метановых скважин обосновывается повариантными технологическими и технико-экономическими расчетами в ТЭО кондиций для установленного природного режима (базовый вариант), или

с учетом возможности его повышения в случае получения позитивных результатов во время проведения опытно-промышленной разработки.

Требования к изучению месторождений (залежей) свободного газа (метана), залегающего в неразгруженном от горного давления углепородном массиве, регламентируются «Инструкцией по применению классификации запасов и ресурсов полезных ископаемых государственного фонда недр к геолого-экономическому изучению ресурсов перспективных участков и запасов месторождений нефти и газа».

Объектами изучения являются угольные пласты и угле вмещающая толща пород, в состав которой входит комплекс отложений песчаников, известняков, алевролитов с рассеянным и концентрированным угольным веществом в виде линз, прожилок и прослоек толщиной до 0,1 м, а также углистых пород с зольностью, более высокой, чем предельные значения для забалансовых запасов угля (до 75 %). С целью более полного учета всех особенностей объектов, которые исследуются в т.ч. форм нахождения в них углеводородных газов, нужно рационально комплексовать методы исследования таким образом, чтобы каждый объект был изучен с применением методов и технических средств, отвечающих ему, при обязательной выдержке требований по охране окружающей среды. Рациональное комплексование этих методов и технических средств исследований приведено в таблице 10.1.

Примечание: 1. Плотность газового опробования на разных стадиях разведки угольных месторождений при изучении метана как сопутствующего полезного ископаемого приведена в соответствующих нормативных документах [10-12]. 2. Колебание величин плотности опробования обусловлено сложностью тектонического строения.

Выводы. Выделяются три типа геолого-экономических оценок: начальная геолого-экономическая оценка (ГЕО-3); предварительная геолого-экономическая оценка (ГЕО-2); детальная геолого-экономическая оценка (ГЕО-1). Изучение газоносности угленосных отложений состоит из двух этапов: полевые исследования и камеральная обработка материалов. Опытнo-промышленная разработка (дегазация) выполняется по отдельному проекту в соответствии с требованиями технического регламента «Проектирование, строительство и эксплуатация технологических комплексов дегазации метана угольных месторождений» (ГТР 10.1 25590072. 002:2004).

Таблица 10.1.

Виды исследований, методы и технические средства для комплексного изучения газоносности угольных месторождений

Объекты исследований	Угольные пласты и углистые породы			Углевмещающие породы		
	Рабочие угольные пласты	Угольные нерабочие пласты, прослойки, линзы, с зольностью до 40-45 %	Углистые породы с зольностью 40-60 %	Тонко и мелкозернистые породы с содержанием угольного вещества 5-25 %	Плотные тонко-мелкозернистые породы с содержанием РОВ меньше 5 %	Поровые и трещиноватые коллекторы
Формы нахождения газа	Сорбированный – 90-95 %		Сорбированный – 70-90 %	Сорбированный 70-20%. Рассеянный газ свободной фазы и растворенный газ в поровых водах	Сорбированный – до 10-20 %. Рассеянный газ в свободной среде, растворенный в поровых водах	Скопление свободного газа. Растворенный газ в подвижных и трещиновых водах
Виды и параметры исследования	Геологические, геофизические, литолого-петрографические, лабораторные. Определение морфологии и петрографического состава угля пластов, прослоек, определение количества концентрированного и рассеянного угольного вещества (сухой беззольной массы). Определение сорбционных свойств угля и углистых пород, пористости и газопроницаемости.			Определение количества рассеянного угольного вещества. Определение пористости и проницаемости пород.		Геологические, геофизические, литолого-петрографические, гидрогеологические гидрохимические исследования и геолого-структурный анализ. Определение параметров коллекторов и покрышек определение емкостных и фильтрационных свойств геофизическими методами.
Методы и технические средства изучения газов	Опробование ГКН, герметическими стаканами, исследования пластоиспытателями. Комплексный метод с применением газового каротажа. Газовая съемка в горных выработках. Метод прогноза потенциальной метаноносности по сорбционным характеристикам с моделированием пластовых давлений и температур. Для угольных нерабочих пластов и прослоек делается экстраполяция данных по газоносности угля ближайших рабочих пластов			Отбор проб в герметические стаканы по скважинам и в горных выработках. Газовый каротаж. Метод прогноза потенциальной метаноносности по сорбционным характеристикам		Исследование скважин пластоиспытателями на тубах. Определение газоводяного контакта и оконтуривание газовой залежи геологическими и геофизическими методами. Проведение промышленных испытаний в открытом канале по опорным скважинам

10.4. Распределение углегазовых месторождений по величине запасов метана и сложности геологического строения

Согласно «Инструкции по применению классификации запасов и ресурсов полезных ископаемых Государственного фонда недр к геологическому изучению ресурсов перспективных участков и запасов месторождений нефти и газа» [24] по объемам извлекаемых запасов газовые месторождения разделяются на группы:

- уникальные – свыше 300 млрд. м³ газа;
- крупные – 100-300 млрд. м³ газа;
- большие – 30-100 млрд. м³ газа;
- средние – 10-30 млрд. м³ газа;
- небольшие – 5-10 млрд. м³ газа;
- мелкие – 1-5 млрд. м³ газа;
- очень мелкие – до 1 млрд. м³ газа.

В соответствии с действующим распределением месторождений (залежей) природного газа (метана) по величине извлекаемых запасов углегазовые месторождения следует относить к седьмой группе как очень мелкие. Кроме этого эти месторождения, как нетрадиционные источники углеводородного сырья, относятся к тяжело извлекаемым, которые нуждаются в использовании новейших технологий по извлечению метана. Поэтому для геолого-экономической оценки нужно определение промышленных запасов, извлечение и использование которых определяет рентабельность разработки (дегазации) залежей.

По величине метаноносности и составу газов угольных месторождений, степени газонасыщенности углевмещающих пород, форме нахождения, характеру распределения и условиям накопления газа угольные месторождения делятся на четыре группы.

К первой группе относятся месторождения, которые расположены в зоне эпигенетического газового выветривания угленосной толщи, содержащей уголь от марок БД до А, а также в зоне катагенной дегметанизации суперантрацита. Метаноносность угольных пластов не превышает 2-5 м³/т с.б.м. Отсутствуют стабильные выделения метана в горные выработки шахт. Месторождения первой группы практически не содержат углеводородных газов и ресурсы (запасы) по ним не подсчитываются. Такие месторождения занимают значительные территории в Донбассе.

Ко второй группе принадлежат угольные месторождения простого строения, связанные с ненарушенными структурами и наклонным моноклинальным залеганием пород, содержащими уголь марок Д и Г, распространением песчаников, выдержанных по мощности и коллекторским свойствам по площади и в разрезе. Метаноносность угольных пластов – от 5-7 до 10-18 м³/т с.б.м. Песчаники содержат растворенный газ в пластовых водах.

К третьей группе относятся угольные месторождения с преобладанием в разрезе продуктивных толщ, приуроченных к простым, складчатым или крупноблочным структурам с относительно выдержанными по мощности

пластами угля марок ОС-Т и слабоуглефицированным антрацитом, мало пористыми, но трещиноватыми песчаниками. Максимальная метаноносность угольных пластов достигает 30-40 м³/т с.б.м. Интенсивность метановыделений в горные выработки достигает 100-200 м³/т угля. Проводится дегазация массива.

К четвертой группе относятся месторождения, которые характеризуются:

– сложным строением с изменчивыми коллекторскими свойствами пород и относительно выдержанными по мощности угольными пластами при разных условиях их залегания в результате интенсивных проявлений мелкой складчатости или разрывных нарушений, которые создают мелкоблочные структуры и разного рода ловушки для накопления и хранения свободного газа, неравномерным характером распределения газов по площади, сложными горно-геологическими условиями разработки, сопровождаются суфлярными выделениями, внезапными выбросами угля, пород и газа. При бурении поисково-разведывательных скважин наблюдаются интенсивные газовыделения из угольных пластов и вмещающих пород. Метаноносность угольных пластов достигает 15-30 м³/т с.б.м. Высокая газонасыщенность пород при наличии гранулярно-трещинных коллекторов. Присутствие свободных скоплений газа в породах, высокая газоотдача угля. Осуществляется дегазация массива;

– хорошо выраженными структурами, к которым приурочены разного типа ловушки с промышленными запасами свободных углеводородных газов во вмещающих породах; запасы газа 0,1-1,0 млрд. м³ и дебит свыше 5 тыс. м³/сут.

Исходя из приведенной классификации угольных месторождений по показателям газоносности, самыми перспективными и первоочередными объектами для проведения работ по выявлению, извлечению и использованию метана угольных пластов и вмещающих пород будут месторождения IV группы и, в меньшей мере, III группы, масштабы запасов метана в которых колеблются от сотен миллионов до одного млрд. м³ и больше.

Выводы. Газовые месторождения разделяются на группы: уникальные; крупные; большие; средние; небольшие; мелкие; очень мелкие. По величине метаноносности и составу газов угольных месторождений, степени газонасыщенности угле вмещающих пород, форме нахождения, характеру распределения и условиям накопления газа угольные месторождения делятся на четыре группы: не более 2-5 м³/т с.б.м.; от 5-7 до 10-18 м³/т с.б.м.; до 30-40 м³/т с.б.м.; до 15-30 м³/т с.б.м.

10.5. Распределение запасов и ресурсов газа (метану) по степени геологической изученности и геолого-промышленному значению

В соответствии с «Классификацией запасов и ресурсов полезных ископаемых государственного фонда недр Украины» (1997, 2004 гг. г. Киев) и «Инструкцией по применению классификации запасов и ресурсов полезных ископаемых Государственного фонда недр к геолого-экономическому

изучению ресурсов перспективных участков и запасов месторождений нефти и газа» (1998 г., г. Киев) запасы и ресурсы газа (метана) угольных месторождений по степени изучения и достоверности разделяются на группы и категории [10-12].

Запасы метана по степени изученности разделяются на две группы: разведанные и предварительно разведанные.

– Разведанные запасы – это объемы газа, количество, качество, технологические свойства, горно-геологические, гидрогеология и другие условия залегания которых выучены с полнотой, достаточной для проработки проектов строительства газодобывающих объектов. Разведанные запасы – это запасы категории C_1 газа (метана) угольного месторождения относительно скоплений (залежей) сорбированных, свободных, водорастворенных, рассеянных и других газов, промышленное значение которых установлено по результатам поисково-разведочных работ, опытно-промышленной отработки (дегазации), частичным испытанием скважин с полученными сжатыми притоками газа (более 5 тыс. м³/сут.), геологических, гидродинамических и геофизических исследований в неиспытанных скважинах. Без позитивных результатов опытно-промышленной дегазации (разработки) запасы метана не могут быть отнесены к балансовой группе разведанных запасов. Запасы категории C_1 следует изучить с детальностью, которая обеспечит получение исходных данных для технико-экономического обоснования целесообразности последующих работ по организации промышленной добычи газа (метана).

– Предварительно разведанные запасы – это группа запасов газа, количество, качество, технологические свойства, горно-геологические, гидрогеология и другие условия и характер залегания которых изучены с полнотой, достаточной для технико-экономического обоснования промышленного значения месторождения и целесообразности его разработки. Предварительно разведанные запасы являются основой для обоснования целесообразности последующей разведки и опытно-промышленной дегазации (разработки). Они могут быть проиндексированы буквой категории запасов C_2 , к которой принадлежат запасы той залежи (его части), метаноносность которого определена по результатам газового испытания, геологических, геофизических и газодинамических исследований скважин (часть скважин может быть исследована испытателем пластов). К их числу принадлежат также запасы неразведанных частей залежей, которые прилегают к участкам с разведанными запасами. По степени изученности и достоверности ресурсы газов угольных месторождений разделяются на две группы: перспективные и прогнозные.

– Перспективные ресурсы метана – это объем метана в угольных пластах, пропластках и вмещающих породах, количественно определенный по результатам проведенных исследований газоносности с использованием прямых и побочных методов непосредственно при бурении скважин или проведении газового баланса горных выработок в шахте без учета технической возможности и экономической целесообразности извлечения метана из недр. Промышленная газоносность не доказана. Эти ресурсы метана могут быть

проиндексированы буквой категории С₃. Они связаны с объектами, подготовленными к геологической разведке и опытно-промышленной дегазации (разработки) скоплений сорбированного, свободного, водорастворенного и других форм газа.

– Прогнозные ресурсы – это объем метана, который находится в угольных пластах и вмещающих породах в пределах региона, отдельной структуры или площади, где доказана промышленная газоносность по смежным площадям или исходя из общих закономерностей распределения газа на основании позитивных геологических, литологических, тектонических и других предпосылок. Эти ресурсы пригодны для добычи и утилизации метана в доступном для обзора будущем. Количественная оценка прогнозных ресурсов определяется на основании предположительных параметров по аналогии. Прогнозные ресурсы газа (метана) являются основой для обоснования проведения региональных и прогнозно-геологических работ.

Прогнозные ресурсы газа включают категории Д₁ и Д₂:

– категория Д₁ – это прогнозные ресурсы литолого-стратиграфических комплексов, которые оцениваются в пределах крупных региональных структур с доказанной газоносностью. Количественная оценка прогнозных ресурсов газа категории Д₁, проводится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах региона, который оценивается;

– категория Д₂ – это прогнозные ресурсы газа литолого-стратиграфических комплексов, которые оцениваются в пределах крупных структур, промышленная газоносность которых еще не доказана. Перспективы газоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории проводится на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более исследованными регионами, где есть разведанные месторождения газа.

По степени технико-экономической изученности запасы и ресурсы метана разделяются на три группы:

– К первой группе относятся запасы, по которым проведена детальная геолого-экономическая оценка (ГЕО-1) эффективности их промышленного освоения. Материалы ГЕО-1, которые утверждены Государственной Комиссией Украины по запасам полезных ископаемых, являются для инвестора основным документом, обосновывающим экономическую целесообразность финансирования работ по разработке проекта строительства предприятия по добыче метана угольных месторождений;

– Ко второй группе относятся запасы, по которым проведена предварительная геолого-экономическая оценка (ГЕО-2) их промышленного значения. Материалы ГЕО-2 в виде технико-экономического доклада (ТЭД) должны быть апробированы ГКЗ Украины или заказчиком (инвестором) геологоразведочных работ при дальнейшем изучении и использовании этих запасов;

– К третьей группе относятся запасы и ресурсы, на базе которых проведена начальная геолого-экономическая оценка (ГЕО-3) возможного промышленного значения перспективного участка для открытия залежей метана. Материалы в виде технико-экономических рассуждений (ТЭР) должны быть одобрены заказчиком (инвестором) геологоразведочных работ.

По промышленному значению запасы газа угольных месторождений распределяются на группы:

– балансовые запасы, которые на момент оценки согласно с технико-экономическими расчетами можно эффективно добывать и использовать;

– условно балансовые запасы, эффективность добычи и использование которых на момент оценки не может быть однозначно определена, а также запасы, которые отвечают требованиям к балансовым запасам, но по различным причинам не могут быть использованы на момент оценки;

– забалансовые запасы, добыча и использование которых на момент оценки является экономически нецелесообразной, но в будущем они могут стать объектом промышленного значения.

Условно балансовые и забалансовые запасы при учете в статистических формах (государственный баланс запасов и др.) учитываются, как правило, суммарно. Среди балансовых запасов газа (метана) угольных месторождений по условиям добычи и использования выделяются извлекаемые, тяжело извлекаемые и дотационные по таким критериям:

– для извлекаемых запасов – рентабельность производственной деятельности газозольного предприятия (промысла), который проектируется, определена ГКЗ, превышает ставку рефинансирования Национального банка, при условии рационального использования технических средств и технологий и соблюдения требований относительно охраны недр и окружающей природной среды;

– для тяжело извлекаемых запасов – рентабельность производственной деятельности газозольного предприятия (промысла), который проектируется, определена ГКЗ, не превышает ставки рефинансирования Национального банка, при условии рационального использования технических средств и технологий и соблюдения требований относительно охраны недр и окружающей естественной среды;

– для дотационных запасов – эффективность добычи и использования полезных ископаемых газозольным предприятием (промыслом), который проектируется, определена ГКЗ, возможна только при условии предоставления пользователю недр налоговых льгот, субсидий, дотаций или других видов поддержки за счет государственного или местного бюджетов.

Тяжело извлекаемые и дотационные запасы газа (метана) учитываются в Государственном балансе полезных ископаемых отдельно с указанием конкретных пользователей недр.

Ресурсы газа (метана) перспективные и прогнозные, количественная и экономическая оценка которых проводится по предполагаемым параметрам, в полном объеме (общие ресурсы) принадлежат к группе, промышленное значение которой не определено. Эта группа ресурсов в соответствии с

международными требованиями используется для учета количества газа, который может быть привлечен для поисков и разведки. Для определения экономической целесообразности последующих поисковых и прогнозно-поисковых работ и расчета их промышленного значения при составлении начальной геолого-экономической оценки (ГЭО) в общих ресурсах (запасах) может выделяться их извлекаемая часть. Эта часть ресурсов (запасов) используется только на отраслевом уровне предприятий, которые причастны к геологоразведочным работам. Выполнение ЧЕС, ТЕО должны проводить специализированные геологические предприятия и научно-исследовательские институты, которые специализируются на изучении газоносности, проведении геолого-экономической оценки, разработке и использовании метана угольных месторождений. Распределение запасов и ресурсов метана на классы в соответствии с Международной рамочной трехмерной классификацией.

Запасы и ресурсы метана, которые характеризуются определенными уровнями промышленного значения и степени технико-экономического и геологического изучения, распределяются на классы, которые идентифицируются с помощью международного трехпорядкового цифрового кода. В этом коде единицам отвечают группы запасов и ресурсов по степени геологического изучения, десяткам – по степени технико-экономического изучения и сотням – по промышленным значениям. Всего по метану выделяется 9 классов разных уровней изученности запасов и ресурсов метана объектов геологоразведочных работ соответственно таблице 10.2.

Классы под кодом 121 и 122, объединяют балансовые запасы, которые экономически предварительно оценены.

Класс 211 включает условно балансовые запасы, которые разведаны и детально экономически оценены.

Классы 221 и 222 объединяют забалансовые разведанные и предварительно разведанные запасы, которые предварительно оценены экономически.

К классам 332, 333 относятся предварительно разведанные запасы и перспективные ресурсы, которые впервые экономически оценены и промышленное значение их не определено.

Таблица 10.2.

Распределение запасов и ресурсов метана по классам

Группы запасов			Категории запасов (ресурсов)			Код класса
По промышленному значению	По степени технико-экономического изучения	По степени геологического изучения	Газовые месторождения	Газоугольные месторождения		
			газ	уголь	метан	
Балансовые запасы (1.)	ГЕО-1 (.1.)	Разведанные зап.(.1)	A+B+C ₁	A+B+C ₁	C ₁	111
	ГЕО-2 (.2.)	разведанные зап.(.1)	C ₁	B+C ₁	C ₁	121
	ГЕО-2 (.2.)	предв-но развед. зап.(.2)	C ₂	C ₂	C ₂	122

Условно балансовые и забалансовые запасы (2.)	ГЕО-1 (.1.)	Разведанные зап.(.1)	A+B+C ₁	A+B+C ₁	C ₁	211
	ГЕО-2 (.2.)	разведанные зап.(.1)	C ₁	B+C ₁	C ₁	221
	ГЕО-2 (.2.)	предв-но развед. запасы (.2)	C ₂	C ₂	C ₂	222
Промышленное значение не определено(3.)	ГЕО-3 (.2.)	Предв. разв. зап. (2)	C ₂	C ₂	C ₂	332
	ГЕО-3 (.3.)	перспек. рес. (.3)	C ₃	P ₁ ,P ₂	C ₃	333
	ГЕО-3 (.3.)	прогноз. рес. (.4)	D ₁ ,D ₂	P ₃	D ₁ ,D ₂	334

Выводы. Запасы и ресурсы газа угольных месторождений по степени изучения и достоверности разделяются на группы и категории. Запасы разделяются на разведанные и предварительно разведанные. Ресурсы газов угольных месторождений разделяются на перспективные и прогнозные. Прогнозные ресурсы газа включают категории D₁ и D₂. По степени технико-экономической изученности запасы и ресурсы метана разделяются на три группы: первая группа – проведена детальная геолого-экономическая оценка (ГЕО-1) эффективности их промышленного освоения; вторая группа – проведена предварительная геолого-экономическая оценка (ГЕО-2) их промышленного значения; третья группа – проведена начальная геолого-экономическая оценка (ГЕО-3) возможного промышленного значения перспективного участка. Распределение запасов и ресурсов метана на классы в соответствии с Международной рамочной трехмерной классификацией осуществляется по 9 классам разных уровней изученности запасов и ресурсов метана объектов геологоразведочных работ.

10.6. Требования к подсчету запасов и оценке перспективных ресурсов метана угольных месторождений

Подсчет запасов и оценка перспективных ресурсов газа проводится на определенную дату согласно требованиям «Классификации запасов и ресурсов полезных ископаемых государственного фонда недр Украины» [10-12], которой предусматривается определение:

– общих запасов (ресурсов) свободного, сорбированного и растворенного газа (метана), которые определены и подсчитаны или ожидаются на месте залегания по данным геологического изучения;

– балансовых запасов, являющихся частью общего объема запасов (ресурсов) газа (метана), добыча и использование которых являются экономически целесообразными при условии рационального использования современной техники и технологии и соблюдения требований к охране недр и природы. При распределении запасов (ресурсов) углеводородов на группы по промышленному значению только эта часть общих запасов (ресурсов) принадлежит к балансовым.

В основу требований к подсчету запасов и оценке ресурсов газа (метана) положена новая концепция геолого-технологической оценки его как основного полезного ископаемого, которая согласно Закону Украины относится к

альтернативным видам топлива, добыча его нуждается в применении новейших технологий, которые не используются для добычи традиционных видов топлива.

При геолого-промышленной оценке газоносности угольных месторождений их следует рассматривать как метаноугольные, разработку которых надлежит проводить с обязательным, технологически необходимым извлечением и использованием метана, и рассматривать как комплексные месторождения, в пределах которых уголь и метан являются основными полезными ископаемыми. Метан при этом может оцениваться как основное и самостоятельное полезное ископаемое, а его добыча осуществляется независимо от разработки угольных пластов или как сопутствующее полезное ископаемое, извлечение которой технологически необходимо для осуществления безопасной добычи основного полезного ископаемого – угля.

Оценка метана как полезного ископаемого, подсчет его запасов и перспективных ресурсов зависят от:

- геологического строения угольного месторождения и форм нахождения метана в угленосных отложениях;
- масштаба залежей (скоплений);
- практической и социальной (для безопасности добычи) потребностей;
- технологий извлечения и использования метана;
- доступности освоения метана угольных месторождений;
- экономической и экологической целесообразности добычи и использования метана.

Влияние этих факторов изменяется со временем. Поэтому оценка метана как полезного ископаемого в угольных месторождениях должна осуществляться как с позиций настоящего, так и с прогнозных позиций, которые учитывают возможности и перспективы совершенствования существующих технологий добычи метана из угленосных отложений, так и создание новых.

Обоснование и критерии для подсчета ресурсов (запасов) газа (метана) на угольных месторождениях зависят от направленности, целевого назначения подсчета их запасов и оценки как сопутствующего или основного полезного ископаемого.

Критерии для подсчета запасов, оценки ресурсов углеводных газов в залежах сорбированного метана в угольных пластах и в залежах (скоплениях) свободных газов принципиально отличны. В связи с этим возникает необходимость отдельного выделения критериев для подсчета запасов газа как по видам полезного ископаемого (сопутствующего или самостоятельного), так и для отмеченных типов залежей сорбированного газа угольных пластов, скоплений свободных газов во вмещающих породах, растворенных газов в подземных водах, а также свободных газов техногенных образований разгруженного от горного давления массива.

Метан, подлежащий экономически и экологически целесообразной добыче углегазовым промыслом, оценивается и подсчитывается в пластах угля разной степени углефикации (от марки Д до марки Т) с показателем

отражательной способности от 0,5 до 2,0 в иммерсии при метаноносности пластов более 10 м³/т с.б.м.

Оценка запасов и ресурсов метана как основного полезного ископаемого.

Самым перспективным для добычи метана является малозольный уголь. Угольные пласты при зольности 40 % плохо поддаются технологической стимуляции газоотдачи, добыча метана становится сложной, малодебитной и нерентабельной. Поэтому подсчеты запасов метана необходимо осуществлять лишь в пластах с зольностью не выше 35 %.

Подсчет ресурсов (запасов) метана целесообразно осуществлять до глубины 1800 м, что целесообразно, как с позиций увязки с глубинами подсчетов ресурсов (запасов) угля, а также с тем, что ниже этих глубин угольные пласты практически уже не поддаются гидроразрыву.

Учитывая распространение в Донбассе пластов угля с балансовыми запасами, предлагается подсчитывать запасы метана в угольных пластах мощностью более 0,8 м (по сумме угольных пачек). Подсчету и учету подлежат балансовые и забалансовые запасы метана при наличии его в недрах без отчисления расходов, связанных с разработкой залежей газа.

Ресурсы (запасы) метана в угольных пластах и углевмещающих породах оцениваются и подсчитываются:

- на полях действующих угольных шахт и сооружаемых (при осуществляемой или намечаемой дегазации – в этом случае запасы метана как самостоятельного и как сопутствующего полезного ископаемого будут совпадать); отсутствие технологической необходимости шахтной дегазации не исключает целесообразность углегазового промысла;

- на детально или предварительно разведанных и угленосных участках, которые разведываются;

- на поисково-оценочных угленосных площадях.

Объекты, площади, границы и глубины подсчета запасов метана в угольных пластах для оценки перспектив его самостоятельной добычи устанавливаются геологическими и техническими заданиями заказчиков – организаций, которые осуществляют или планируют добычу метана из угольных месторождений.

Оценка запасов и ресурсов метана как сопутствующего полезного ископаемого.

В соответствии с действующими требованиями сопутствующим полезным ископаемым может рассматриваться лишь метан угольных пластов и углевмещающих пород подлежит шахтной дегазации и находящийся в зоне необходимого и технологически возможного извлечения его средствами шахтной дегазации (скважинами подземного и наземного бурения) при добыче основного полезного ископаемого – угля с последующим использованием каптируемого газа. Запасы (ресурсы) такого метана подлежат оценке и подсчету. Оценивается также метан в нерабочих угольных пластах, пластах-спутниках, углевмещающих породах, залегающих в зоне проектируемой дегазации.

Ресурсы (запасы) метана подсчитываются в соответствии с установленными кондициями одновременно с подсчетом запасов угля на разведанных участках и шахтных полях по специальным программам и тематическим заданиям. Целесообразность подсчета ресурсов (запасов) метана устанавливается при технико-экономическом обосновании постоянных кондиций для подсчета разведанных запасов угля.

К оценке ресурсов (запасов) углеводородных газов как сопутствующего ископаемого формально включается вся сумма их компонентов в недрах, хотя реальным сопутствующим ископаемым из углеводородных газов, сорбированных в угле и рассеянных во вмещающих породах, практически является метан.

Графической основой подсчета запасов метана в угольных пластах служат гипсометрические планы подсчета запасов угля по пластам, карты и разрезы прогноза газоносности угольных пластов, на которые наносятся контуры осуществляемой, намечаемой или в перспективе необходимой (по газовому показателю) дегазации, а также графики нарастания метаноносности угля с глубиной.

Основными критериями промышленной значимости метана, который попутно изымается, есть: технологическая необходимость и возможность дегазации угольных пластов на месторождении, шахтном поле (участке разведки), количество и качество капируемого газа в соответствии с осуществляемой или намечаемой схемой дегазации, возможность его снижения в соответствии с правилами безопасности работ, экономические показатели использования попутно добытого метана.

Перспективными для добычи и использования метана являются поля действующих и сооружаемых шахт, на которых осуществляется, проектируется или намечается дегазация (заблаговременная, предварительная, опережающая и т.д.), а также разведанные площади (участки), где по условиям метаноносности угольных пластов извлечение метана средствами шахтной дегазации (подземными или наземными скважинами) будет технологически необходимо.

Объектами подсчета ресурсов (запасов) являются залежи (скопления) сорбированного метана, удовлетворяющие выше изложенным требованиям к ним как сопутствующему полезному ископаемому:

- метан, находящийся в рабочих (по мощности) пластах каменного угля с метаноносностью свыше $10 \text{ м}^3/\text{т}$ угля, а также в пластах антрацита с метаноносностью свыше $17\text{-}20 \text{ м}^3/\text{т}$;

- метан, находящийся в нерабочих (некондиционных по мощности и зольности) пластах, залегающих в зоне действующей, запланированной или перспективно намечаемой (по газоносности рабочих пластов) шахтной дегазации (наземными или подземными скважинами);

- в маломощных прослойках угля (до 0,1 м), в углистых и безуглистых породах оцениваются только прогнозные ресурсы метана как сопутствующего полезного ископаемого.

Границами подсчета ресурсов (запасов) метана в разрезе толщи принимаются интервалы (контуры), в пределах которых извлечение метана при

разработке угольных пластов технологически необходимо и возможно, а использование метана экономически и экологически оправдано. Контуры дренажного влияния скважинных дегазационных шахтных систем (действующих или намечаемых), систем разработки пластов, способов и систем их дегазации устанавливаются по аналогии с действующими. При отсутствии проектных решений перспективных проработок по постановке намечаемых границ подсчета запасов метана, устанавливаются в ТЕО кондиций по опыту работ с учетом геолого-структурных особенностей месторождения (шахтного поля разведанного участка), его угленосности, положения угольных пластов в разрезе дегазации на шахтных полях и разведанных участках. Интервалы дегазации разреза угленосной толщи запасов (ресурсов) принимаются по величинам подработки и наработки угольных пластов, в пределах которых обычно и проводится дегазация пластов. Подсчет ресурсов (запасов) метана не проводится в пластах каменного угля с метаноносностью менее $10 \text{ м}^3/\text{т}$, антрацита с метаноносностью менее $17\text{-}20 \text{ м}^3/\text{т}$, а также в пластах суперантрацитов, независимо от глубины их залегания, поскольку газобезопасность разработки таких пластов обеспечивается только вентиляцией (без дегазации). Подсчет ресурсов (запасов) также не проводится, если исключение метана технически неосуществимо, экономически нецелесообразно или не вызывается технологической необходимостью для осуществления безопасной добычи угля.

Исходными данными для подсчета ресурсов (запасов) метана являются:

- запасы (ресурсы) угля по горизонтам, участкам и пластам в пределах (интервале) подсчета газа (то есть в контурах намечаемой дегазации);
- показатели естественной метаноносности ($\text{м}^3/\text{т}$ угля) пластов по горизонтам и участкам, принятые по результатам испытания и рекомендованные в геологических отчетах для проектируемых расчетов ожидаемой метанообильности горных выработок;
- показатели метаноносности газоносных песчаников;
- показатели метаноносности неиспытанных пластов принимаются по аналогии со смежными или сближенными изученными пластами (с учетом степени углефикации угля).

Состояние, планирование и перспективы развития дегазационных работ на площадях перспективных для извлечения и утилизации углеводородных газов определяется по опыту работы действующих смежных шахт; по проектам строительства новых и реконструкции старых шахт; по ТЕО постоянных кондиций шахтных полей и разведанных участков, а также по прогнозной геологической оценке перспектив промышленной дегазации в проектируемых шахтах, или тех, что будут строиться в будущем на основе:

- определения количественных характеристик газоносности угольных пластов, их изменений по площади и на глубину;
- показателей углефикации угля, которые определяют характерные особенности газоносности, ее предельные значения, направленность и интенсивность изменений по площади и на глубину;

– изучения структурных особенностей шахтных полей, отдельных участков и площадей, которые определяют границы развития горных работ и роста газоносности.

При оценке экономической эффективности использования попутно добытого метана стоит учитывать только расходы, непосредственно связанные со строительством газопровода и эксплуатацией топливных комплексов (котельных). Расходы на проведение дегазации (заблаговременной, предварительной или опережающей) должны относиться на стоимость добытого угля, поскольку дегазация является необходимой технологической частью процесса угледобычи и диктуется требованиями соблюдения безопасного ведения горных работ. Кроме того, надлежит учесть льготы, предусмотренные международными соглашениями за сокращение поступления метана в атмосферный воздух, как одного из парниковых газов.

Ресурсы (запасы) метана в контурах (границах) намеченной или осуществляемой дегазации подсчитываются в разведанных балансовых и забалансовых запасах угля по пластам (или их частям), исключенным из подсчета запасов угля по параметрам мощности пластов и зольности угля.

Отдельные положения и критерии оценки запасов (ресурсов) свободного метана в скоплениях (залежах) угольных месторождений.

Метан в свободных скоплениях угольных месторождений необходимо рассматривать как самостоятельное или сопутствующее ископаемое. Рентабельность добычи метана из таких скоплений зависит, прежде всего, от глубины их залегания, характера залежей, величины запасов, требований потребителя, конъюнктуры рынка и тому подобное.

По фактическим материалам, в угольных месторождениях скопления свободного газа являются не только мелкими и малодобитными, но принадлежат, как правило, к типу залежей очень сложного строения. Эти обстоятельства служат причиной того, что газовые скопления на угольных месторождениях не имеют самостоятельного промышленного значения. В то же время сопутствующая разработка на одной площади (участку, структуре) залежей сорбированного метана в угольных пластах и скоплений свободных газов в угленосной толще повышает технологические возможности, увеличивает объем извлечения из недр, улучшает экономическую целесообразность добычи метана, что делает комплексную разработку метаноугольного месторождения более рациональной.

Залежи свободного газа могут быть промышленными (крупномасштабными) и не промышленными (мелкомасштабными), являющимися не рентабельными для газовой промышленности. Первые оцениваются и разрабатываются по методикам и технологиям, традиционным для газовых месторождений, вторые – в зависимости от расчетной рентабельности его добычи.

Перспективы и возможная организация освоения скоплений свободных газов должна оцениваться со следующих позиций:

– как промышленные залежи самостоятельного полезного ископаемого (более 0,1-0,3 млрд. м³ газа), представляющие промышленное значение для

традиционного нефтегазового промысла при дебитах скважин более 20 тыс. м³/сут., а в промышленно-освоенных районах – более 5 тыс. м³/сут.;

– скопления свободных углеводных газов как самостоятельного полезного ископаемого (менее 0,1-0,3 млрд. м³ газа), которые включаются в сопутствующую разработку на площадях коммерческой самостоятельной добычи метана из угольных пластов углегазовым промыслом;

– скопления свободных углеводных газов как сопутствующего полезного ископаемого (менее 0,1-0,3 млрд. м³ газа), извлекаемого для обеспечения безопасной добычи угля за счет средств шахт.

Оценка перспектив добычи метана из промышленных залежей свободных газов входит в сферу деятельности и в прерогативы нефтегазового (традиционно газового) промысла.

Углеводородные залежи свободного газа в породах (в отличие от газов угольных пластов) могут и должны рассматриваться как сопутствующее ископаемое, скопления которого находятся на значительных расстояниях (до 1 и больше одного км) от разрабатываемых угольных пластов, контуров их разработки, зон дренирования угленосной толщи дегазационными системами, направленными на угольные пласты и вмещающие породы. Свободные газы таких скоплений могут активно влиять на шахтную атмосферу по разрывным нарушениям, природным и эксплуатационным трещинам, которые проникли в породы при изменении состояния горного массива под влиянием на него подземных выработок, и поэтому подлежат обязательному извлечению разными методами и способами дегазации.

Выводы. Подсчет запасов и оценка ресурсов газа проводится на определенную дату согласно требованиям «Классификации запасов и ресурсов полезных ископаемых государственного фонда недр Украины», которой предусматривается определение общих запасов (ресурсов) свободного, сорбированного и растворенного газа (метана) и балансовых запасов. Метан, подлежащий добыче углегазовым промыслом, оценивается и подсчитывается в пластах угля разной степени углефикации (от марки Д до марки Т), с показателем отражательной способности от 0,5 до 2,0 в иммерсии, при метаноносности пластов более 10 м³/т с.б.м. Подсчет ресурсов (запасов) метана целесообразно осуществлять до глубины 1800 м, поскольку ниже этих глубин угольные пласты практически не поддаются гидроразрыву. Подсчет ресурсов (запасов) метана не проводится в пластах каменного угля с метаноносностью менее 10 м³/т, антрацита с метаноносностью менее 17-20 м³/т, а также в пластах суперантрацитов, независимо от глубины их залегания.

10.7. Методики подсчета ресурсов метана угольных месторождений

Оценка количества и качества газа (метана) угольных месторождений проводится в зависимости от возможных направлений его использования в народном хозяйстве согласно утвержденным кондициям, требованиям действующих государственных и отраслевых стандартов, технических условий

и с учетом технологии их добычи, обеспечивающей комплексное использование.

Запасы и ресурсы метана в углегазовых месторождениях подсчитываются на следующих площадях:

- на полях действующих и строящихся шахт;
- на резервных участках для нового шахтного строительства (группа «а») и реконструкции шахт (группа «б»);
- на участках разведки и перспективных для разведки участках.

С учетом специфики угленосных залежей выделяются разные источники нахождения газа (метана):

- угленосные пласты рабочей и нерабочей мощностей разведанных участков вне границ шахтных полей; добыча из них метана как самостоятельного полезного ископаемого осуществляется бесшахтным способом с помощью поверхностных скважин;

- угленосные породы кровли и почвы рабочих пластов с пластами-спутниками, которые разгружаются от горного давления за счет добычи шахтами угля; извлечение газа из этого источника осуществляется лишь попутно с угледобычей как с помощью подземных, так и наземных дегазационных скважин и дегазационных систем;

- небольшие скопления и ловушки свободного газа в структурах углевмещающих пород, где метан находится в легкоподвижном состоянии, позволяющем добывать его обычным газопромышленным методом. При значительных запасах газа добычу можно осуществлять автономно с помощью поверхностных скважин. При малых запасах газа этот источник может служить объектом сопутствующей шахтной добычи;

- водонасыщенные песчаные горизонты угленосных отложений;
- техногенные образования в горных выработках.

Методика подсчета ресурсов (запасов) газа (метана) в каждом источнике его нахождения имеет свои способы, приемы и особенности подсчета соответственно действующих нормативных документов и методических пособий.

Разработке (дегазации) подлежит весь горный массив в пределах проектного интервала-разреза, включающего угольные пласты, пропластки и углевмещающие породы. Газ (метан) в таком массиве находится в разных формах, количествах и качествах, требующих разных методов изучения и подходов к извлечению метана. Оценивать запасы газа (метана) в каждом источнике его нахождения нецелесообразно, достаточно определить их общие запасы (ресурсы), которые при изучении и освоении угольного месторождения определяются по-разному, в зависимости от состояния горного массива – не разгруженного или разгруженного от горного давления.

В не разгруженном от горного давления углепородном массиве подсчитываются общие запасы (ресурсы) метана по их наличию на месте нахождения и балансовые запасы его, определенные в соответствии с технологическими расчетами, проводящимися на основании результатов опытно-промышленной разработки (дегазации) залежей (скоплений) метана, а

также в зависимости от возможных направлений использования метана в народном хозяйстве, согласно утвержденным кондициям, требованиям действующих государственных и отраслевых стандартов, техническим условиям и с учетом технологии их добычи и использования.

Ресурсы газа (метана) угольных месторождений в целостном (не разгруженном от горного давления) массиве представляют собой объемы его в пределах проектируемого интервала, включающего угольные пласты рабочей и нерабочей мощностей, маломощные пласты-спутники и породы, вмещающие уголь. Подсчет общих ресурсов (запасов) газа (метана) этого массива проводится по формуле:

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{в}} + Q_{\text{сп}} + Q_{\text{п}}, \quad (10.1)$$

где Q_{Γ} – общие ресурсы (запасы) газа на оцениваемой площади, млн. м³;

$Q_{\text{в}}$ – ресурсы (запасы) газа (метана) в угольных пластах, млн. м³;

$Q_{\text{сп}}$ – ресурсы метана в пластах-спутниках мощностью $>0,1$ м, млн. м³

$Q_{\text{п}}$ – ресурсы газа в породах, вмещающих угольные пласты, млн. м³.

Балансовые запасы (промышленные ресурсы) метана угольных месторождений (Q) в не разгруженном от горного давления массиве соответственно определяются:

$$Q = R_{\Gamma} \times Q_{\Gamma}, \quad (10.2)$$

где Q_{Γ} – общие ресурсы (запасы), млн. м³

R_{Γ} – коэффициент рентабельного извлечения метана, определяемый при проведении опытно-промышленной разработки (дегазации) залежей (скоплений) метана или принимаемый по аналогии.

Методика подсчета ресурсов (запасов) метана в рабочих угольных пластах.

Геологическую основу оценки ресурсов (запасов) метана в угольных пластах рабочей мощности составляют:

– данные по тектонике, литологии, катагенезу, угленосности продуктивных толщ, качеству угля, их запасы и ресурсы состоянием на время составления геологического отчета по площади;

– общие закономерности распределения природных газов в массиве, количественные характеристики газоносности угольных пластов, полученные в процессе поисково-разведывательных работ и разработки угольных месторождений соответственно действующих руководств и методик [24, 26, 27], изменения газоносности пластов с глубиной залегания и по площади.

Исходными данными для подсчета запасов (ресурсов) метана являются:

– площадь распространения и мощность угольных рабочих и нерабочих пластов;

– запасы (ресурсы) угля по пластам и по шахте (участку) в целом;

– данные технического анализа угля;

– показатели естественной метаноносности и метаноемкости угольных пластов, принятые по данным комплекса методов изучения.

Графической основой подсчета ресурсов (запасов) метана в угольных пластах служат:

- гипсометрические планы подсчета запасов (ресурсов) угля по пластам;
- обобщенные литолого-стратиграфические разрезы, типичные для оцениваемых участков;
- геологические разрезы с данными газоносности угольных пластов и изогазами;
- графики нарастания метаноносности и метаноемкости с глубиной и др.

За нижнюю границу газоносности угля для подсчета ресурсов (запасов) газа берется значение $10 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м. на основании необходимости ведения дегазации шахт при высших значениях.

Для антрацита эта граница равняется $17\text{-}20 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м.

Минимальная мощность рабочих угольных пластов принимается в соответствии с утвержденными кондициями.

Ресурсы (запасы) метана в угольных пластах кондиционной мощности рассчитываются отдельно для балансовых и забалансовых запасов угля, исходя из газоносности пласта и запасов угля, которые оцениваются с учетом данных технического анализа и значений газоносности, приведенных к стандартным условиям (газовое давление – $0,1 \text{ МПа}$, температура – $(t^{\circ}) + 20^{\circ}\text{C}$) по следующей формуле:

$$Q_{\text{в}} = \frac{X \times P_{\text{в}} \times 100 - (A^{\text{д}} + W^{\text{а}})}{100}, \quad (10.3)$$

где $Q_{\text{в}}$ – ресурсы (запасы) метана в рабочих пластах, млн. м^3 ;

X – среднее значение газоносности в блоке или в пласте в целом;

$P_{\text{в}}$ – запасы (ресурсы) угля, тыс.т;

$A^{\text{д}}$ – среднепластовая зольность угля, %;

$W^{\text{а}}$ – аналитическая влажность угля, %.

Газоносность в блоке определяется как среднеарифметическое или путем наложения карт газоносности на гипсопланы подсчета запасов угля по пластам или блокам, которые оцениваются.

При условиях относительно стабильных значений газоносности (изменения их с глубиной и по площади не превышают $10 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м) оценка ресурсов (запасов) газа проводится в целом по пласту, шахтному полю или тектонической структуре при принятой средней величине газоносности.

В условиях значительного изменения зольности угля или газоносности (более $10 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м) возможна оценка запасов угля по геологическим блокам при максимальном объединении с границами блоков.

Если невозможно выделение блоков, проводится оценка ресурсов (запасов) на всю площадь или структуру с использованием среднего, определенного графоаналитическим методом.

Общие ресурсы (запасы) метана на шахтном поле или разведанном участке оцениваются, как сумма запасов всех блоков и пластов.

Значения газоносности, используемые для подсчета запасов (ресурсов), а также подсчитанные запасы метана необходимо приводить к стандартным условиям (0,1 МПа, $t^{\circ} +20^{\circ}\text{C}$) с использованием поправок на температуру – t и на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта.

Методика подсчета ресурсов метана в пластах угля нерабочей мощности и в пластах-спутниках.

Объемы метана в пластах угля нерабочей мощности и в пластах-спутниках отнесено к категории ресурсов из-за того, что газоносность их чаще всего остается не изученной и принимается на уровне такой, которую имеет ближайший рабочий пласт. Кроме того, целенаправленная добыча метана из них чаще всего является нецелесообразной.

Оценку ресурсов газа в нерабочих тонких пластах и пропластках уместно проводить в контурах действующей или перспективной (будущей) дегазации запасов угля, поскольку добыча газа из них начинается лишь в процессе отработки пластов рабочей мощности, когда создается техногенная трещиноватость.

Мощность пластов и пропластков принимается от 0,1 м до минимальной рабочей. Она определяется по типичной (или сведенной) литолого-стратиграфической колонке и принимается с поправочным коэффициентом 0,5, учитывающим невыдержанность пластов-спутников по площади.

Зарубежный опыт целенаправленной добычи угольного метана свидетельствует, что за минимальную мощность пропластков нужно принимать значение 0,3 м.

Таким образом, при подсчете ресурсов газа пластов-спутников для условий сопутствующей добычи метана из них за минимальную величину нужно принимать 0,1 м, а при самостоятельной добыче – 0,3 м.

Методика подсчета ресурсов метана в пластах-спутниках аналогична, пластам рабочей мощности, то есть запасы (ресурсы) угля в них перемножаются на газонасыщенность.

Запасы угля в пластах-спутниках определяются объемным методом, то есть умножением средней мощности спутника ($m_{\text{сп}}$) на площадь его распространения (S) и на плотность (γ) по формуле:

$$P = S \times m_{\text{сп}} \times \gamma \quad (10.4)$$

Более простым является метод подсчета ресурсов метана в пластах-спутниках, через соотношение суммарной мощности всех спутников – $m_{\text{сп}}$ (с учетом коэффициента на их невыдержанность – 0,5) к суммарной мощности пластов – M_p . Это соотношение при равных условиях площадей и газоносности равняется соотношению ресурсов метана в спутниках ($Q_{\text{сп}}$) к запасам метана в рабочих пластах – (Q_p):

$$m_{\text{сп}} / M_p = Q_{\text{сп}} / Q_p \quad (10.5)$$

откуда $Q_{\text{сп}} = (m_{\text{сп}} / M_p) \times Q_p \quad (10.6)$

Величина $m_{\text{сп}} / M_p = \lambda$ принимается с поправочным коэффициентом 0,5 для пластов-спутников мощностью 0,1-0,3 м, и с коэффициентом 1 – мощностью 0,3 м и более.

Методика подсчета ресурсов (запасов) метана в углевмещающих породах.

Методики количественной оценки ресурсов метана в углевмещающих породах выбираются исходя из способов его выявления, изучения и определения.

Более совершенными, но и самыми сложными методиками оценки газоносности пород является методика газовых съемок в выработках шахт и опробования герметическими керногазонаборниками. Из-за отсутствия последних, на практике берутся к подсчету, главным образом, данные исследований газоносности пород с помощью газового каротажа и пластоиспытателей [24, 33].

Объектами оценки ресурсов метана в породном массиве считаются:

- углевмещающие породы, в которых метан находится в пределах перспективно возможной (или принятой) границы дегазации;
- углевмещающие породы с газоносностью более $5 \text{ м}^3/\text{т}$ породы, поскольку при низких содержаниях метан не поддается эффективному извлечению;
- безуглистые породы со сниженной пористостью и проницаемостью и газоносностью более $2 \text{ м}^3/\text{т}$ пород, если предыдущими дегазационными работами на шахтах не доказано значительное поступление метана из пород с меньшей газоносностью.

Зарубежный опыт целенаправленной добычи угольных газов показал, что даже высокозольный уголь почти не отдает метан, поэтому подсчет газа в углистых породах, за исключением пластов-спутников, проводить не целесообразно.

Также нецелесообразно подсчитывать ресурсы газа в породах с низкими пористостью ($< 5 \%$) и проницаемостью ($< 0,001 \text{ мД}$), за исключением техногенных ловушек.

Таким образом, подсчет газов в породах, то есть оценка их ресурсов, возможна, начиная с газоносности более $2 \text{ м}^3/\text{т}$ пород или ниже, если дегазационными работами на шахтах доказано значительное выделение из них метана.

Ресурсы (запасы) газа подсчитываются обычным объемным методом по формуле:

$$Q_{\text{п}} = S \times m_{\text{п}} \times \gamma_{\text{п}} \times X_{\text{п}} \times 10^{-6}, \quad (10.7)$$

где $Q_{\text{п}}$ – ресурсы газа в породах, млн. м^3 ;

S – площадь участка, м^2 ;

$m_{\text{п}}$ – мощность вмещающей толщи с учетом зон дегазации по кровле верхнего и нижнего пластов, м;

$\gamma_{\text{п}}$ – плотность пород $\text{т}/\text{м}^3$;

$X_{\text{п}}$ – газоносность пород, $\text{м}^3/\text{т}$.

Газы, растворенные в пластовых водах, не включаются в объекты оценки из-за ограниченности их количества на современных и перспективных глубинах угледобычи.

Методика подсчета ресурсов (запасов) в скоплениях свободного газа.

В угленосных толщах при наличии ловушек могут находиться скопления свободного газа в виде разных по размеру залежей, чаще всего микрозалежей с объемами газа от нескольких сотен до десятков миллионов кубометров.

За предельные параметры залежей свободного газа, которые подлежат изучению, оценке ресурсов и последующему проведению разработке (дегазации) и использованию, исходя из их возможной рентабельности, берутся следующие:

– малые залежи свободного газа, которые могут рассматриваться как объект самостоятельного изучения, оценки, добычи и использования с объемами газа более 0,1 млрд. м³ газа и дебитом его свыше 5 тыс. м³/сут. и больше;

– наименьшие скопления свободного газа, которые могут рассматриваться лишь как объекты сопутствующего поиска, изучения, добычи и использования (или дегазации) с объемом газа от 5 млн. м³ до 100 млн. м³ и дебитом меньше 5 тыс. м³/сут.

В обоих случаях оценка ресурсов (запасов) метана проводится при помощи объемного метода по известной в нефтяной геологии формуле:

$$Q_{bc} = S \times h \times m \times f (P_{па} - P_{как}) \times K_r \eta_r \times 10^{-5}, \quad (10.8)$$

где Q_{bc} – ресурсы (запасы) метана, млн. м³;

S – площадь газовой залежи в пределах продуктивного контура газоносности, м²;

h – мощность пористой (производительной) части газоносного пласта, м;

m – коэффициент пористости, доли единицы;

$P_{п}$ – среднее значение газового давления в залежи газа на дату расчета, МПа;

$P_{к}$ – конечное давление газа, принимается на уровне 0,1-0,15 МПа;

a , a_k , f – стандартные поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта и температуру [24, 33];

K_r – коэффициент газонасыщенности с учетом остаточной влаги, доли единицы.

Остаточную водонасыщенность – K_v (то есть величину обратную к газонасыщенности) определяют лабораторным путем или по данным электрокаротажа.

$$K_r = 1 - K_v$$

η_r – коэффициент извлечения газа из залежи (0,5-0,8) принимается из опыта работ в Донбассе или по аналогии.

При отсутствии конкретных данных в соответствии с «Методическим руководством ...» [10] ряд параметров для оценки запасов принимается условно: среднее пластовое давление газа берется приблизительно равным гидростатическому; остаточное конечное давление газа (P_k) – 0,1-1,5 Па; коэффициент газонасыщенности (K_r) – 0,5.

При оценке запасов (ресурсов) свободного газа в традиционных ловушках необходимы сведения о конкретной форме и границах залежи. В

нетрадиционных ловушках для ориентировочного определения площади ограничиваются площадью развития разных газопроявлений на оцениваемом пласте, материалами о притоках флюидов при откачках, а также сведениями об изменении коллекторских свойств пласта. Площадь газовой залежи определяется путем нахождения линии пересечения структурной поверхности с поверхностью газоводяного контакта (ГВК). Положение ГВК в свою очередь определяется по параметрам скважин, одна из которых дала газ, а вторая – воду, по формуле В.П. Савченко [35]:

$$h_{\Gamma} = h_{\Gamma B} \gamma_B - 100 (P_B - P_{\Gamma}) / (\gamma_B - \gamma_R) \quad (10.9)$$

где h_{Γ} – превышение отметки точки замера пластового давления в газовой скважине над отметкой газоводяного контакта, м;

γ_B – плотность воды в пластовых условиях, г/см³;

γ_R – плотность газа в пластовых условиях, г/см³;

$h_{\Gamma B}$ – разница высотного положения точек замера пластового давления газа, м;

P_B – пластовое давление воды, МПа;

P_{Γ} – пластовое давление газа, МПа.

Если при опробовании из одного интервала получены вода и газ, то местонахождение ГВК условно принимается в середине интервала. Местонахождение ГВК определяется также по геофизическим данным.

Эффективная газонасыщенная мощность пласта определяется на конкретной площади и равняется эффективной мощности коллектора за исключением глинистых прослоек пород-коллекторов (глинистых прослоек и др.). За расчетный параметр берется средняя эффективная мощность оцениваемого скопления.

Данные об открытой пористости коллекторов получают по данным геофизических исследований углеразведочных скважин, пробуренных на оцениваемой площади. За расчетное значение берется среднее значение открытой пористости в пределах газонасыщенной мощности пласта-коллектора.

В угольных пластах с низкой водонасыщенностью коэффициент газонасыщенности определяется отношением фактической газоносности (X) к максимальной газоемкости (W) угля:

$$K = X/W \quad (10.10)$$

Максимальная газоемкость W угля определяется таким образом: пикнометрическим методом рассчитывается открытая пористость. Потом определяется закрытая пористость. Для этого в сорбционную ампулу засыпается 350 г угля, высушенного и измельченного до размеров зерна 0,2 мм; напитывается метаном под давлением 60-70 ат. В зависимости от марки угля и характера пористости процесс насыщения длится от 4 до 14 суток. Дегазация, высушивание и насыщение угля метаном контролируется методом ядерного магнитного резонанса. Закрытая пористость рассчитывается по формуле:

$$\mu = V (P_0 - P) / P_m \quad (10.11)$$

где V – объем свободного пространства в сорбционной ампуле;

P_0 – начальное давление газа в ампуле;

P – давление газа после стабилизации (если на протяжении 3-х суток давление не снижается);

m – масса угля, содержащегося в ампуле.

Метаноемкость угля в открытых порах: $W_{\text{откр.}} = \mu_{\text{откр.}} K_0$.

Метаноемкость угля в закрытых порах: $W_{\text{закр.}} = \mu_{\text{закр.}} K_3$,

где K_0, K_3 – эмпирические коэффициенты метаноемкости соответственно для открытой и закрытой пористости ($\mu_{\text{откр.}} = 250$; $\mu_{\text{закр.}} = 60$).

Общая метаноемкость: $W = W_{\text{вп}} + W_3$.

Кроме объемного метода, при подсчете ресурсов (запасов) газа широко применяется метод падения давления. Он может быть применен для пластов, в которых начальный объем пор, занятых газом, не изменяется по величине в процессе эксплуатации газовой залежи. Формула подсчета ресурсов (запасов) свободного газа по падению давления базируется на предположении о постоянном количестве газа, изымаемого при снижении давления на 0,1 МПа во все периоды разработки газовой залежи. Таким образом, если на первую дату (с начала разработки) из газовой залежи было добыто Q_1 объемов газа и давление в залежи составляло P_{r1} , а на вторую дату (с начала разработки) было добыто Q_2 объемов газа и давление в залежи равнялось P_{r2} , то за период разработки от первой до второй даты на 0,1 МПа понижения давления добыча Q составляла:

$$Q = (Q_2 - Q_1) / (P_{r2} - P_{r1}) \quad (10.12)$$

Остаточные ресурсы (запасы) газа, извлеченные на вторую дату по методу падения давления с учетом поправок на отклонение от законов состояния идеальных газов d_1 и d_2 (соответственно для давлений P_1 и P_2), определяется из следующих соотношений:

$$Q = (Q_2 - Q_1) P_2 d_2 / (P_1 d_1 - P_2 d_2) \quad (10.13)$$

где Q_1, Q_2 – среднесуточная добыча газа (при свободном истечении) на те же даты. Указанный метод пригоден для одной залежи, которая не разделяется на отдельные самостоятельные участки.

Таким образом, оценка скоплений свободных газов во вмещающих породах проводится на любой стадии разведки залежи объемным методом или по методу падения давления по приведенным выше формулам. Исходными расчетными параметрами при этом являются такие: площадь залежи, эффективная мощность коллектора, сведения об изменениях коллекторских свойств пласта, величина пластового давления, коэффициенты газонасыщенности и газоотдачи. Во всех случаях подсчитанные запасы газа приводятся к общепринятым стандартным условиям ($P = 0,1$ МПа, $t = 20^\circ\text{C}$).

Порядок подсчета запасов (ресурсов) метана.

Процесс подсчета состоит из следующих операций:

- уточнения границы подсчета ресурсов (запасов) угля относительно площади, глубины и промышленной категории;
- ознакомление с необходимой газогеологической документацией: гипсометрическими планами пласта, планами подсчета запасов угля, картами

газоносности угольных пластов, геологическими профилями и типичными литолого-стратиграфическими разрезами;

– особенное внимание уделяется анализу результатов изучения газоносности угля и пород комплексом методов, оценке их достоверности и определению оптимальных значений газоносности по отдельным подсчетным блокам и оцениваемым пластам в целом;

– подготовка исходных газогеологических данных по форме типичных таблиц;

– подсчет запасов метана относительно блоков или в целом по оценочным пластам и оформление их в табличной форме.

Порядок подсчета ресурсов (запасов) метана такой:

– замеряют площади отдельных подсчетных блоков или площади отдельно каждого оцениваемого пласта, начиная с условной изолинии (изогазы) – 7,0 м³/т с.б.м. и заканчивая нижней границей подсчета запасов угля;

– данные относительно площади каждого блока, полезной мощности пласта в блоке, а также газоносности заносятся в таблицы.

Ресурсы (запасы) угля в каждом блоке (или пласте в целом) рассчитывают по формуле:

$$P = S \times m \times \gamma \quad (10.14)$$

Поскольку активным веществом, генерирующим и удерживающим метан в угле, есть органическое вещество (ОВ), при подсчете запасов газа в угле необходимо изъять золу и влагу, или определить так называемый коэффициент беззольности по формуле:

$$Кб = 100 \times (W^a + A^d) / 100 \quad (10.15)$$

где W^a – влага аналитическая, %;

A^d – зольность угля, %.

С учетом последнего подсчитываются ресурсы (запасы) метана в угольном блоке (или пласте) по формуле:

$$Q_{бл} = 0,001 \times P \times X \times Кб \quad (10.16)$$

где $Q_{бл}$ – ресурсы (запасы) газа в блоке подсчета угля, млн. м³;

P – запасы (ресурсы) угля в блоке, тыс. т;

$Кб$ – коэффициент беззольности, доли единицы;

X – среднее значение газоносности в блоке или по пласту в целом в м³/т с.б.м.

Общие ресурсы (запасы) метана каждого исследованного пласта состоят из сумм ресурсов (запасов) метана всех блоков.

При подсчете ресурсов (запасов) метана с учетом пластов-спутников из сведенной литолого-стратиграфической колонки и результатов изучения угленосности выбирают и заносят в таблицу средние значения полезной мощности каждого из пластов, включая наиболее типичные значения пластов-спутников.

Подсчитывается общее количество пластов кондиционной мощности и их совокупная мощность – M_p , общая мощность всех спутников толщиной 0,1 м и больше (в т.ч. отдельно – спутников толщиной > 0,3 м), находящихся в кровле и

подошве рабочих пластов и попадают в зону разгрузки от горного давления и выполнения дегазации – $m_{\text{сп}}$.

С учетом зон возможной деформации пород над первым (верхним) угольным пластом (150-180 м) и ниже последнего – (50-60 м) определяется мощность и оцениваемый стратиграфический интервал угленосной толщи.

Из соответствующих разделов геологического отчета или результатов теханализа угля выбирают данные рабочей влаги, зольности и степени углефикации угольных пластов (по объемному выходу летучих – V^{daf} или отражательной способности витринита R_o в иммерсионном масле).

Также по данным отчета для каждого пласта приводят данные запасов угля с учетом категории промышленного значения.

С учетом глубины метановой зоны на основании детального анализа результатов газоносности и метаноемкости каждого пласта определяют наиболее оптимальные (достоверные) средние значения газоносности, принимаемые как базисные для подсчетов запасов и ресурсов.

Перемножая принятое значение газоносности на величины ресурсов (запасов) угля, определяют ресурсы (запасы) метана в пластах кондиционной мощности.

Для оценки ресурсов метана в пластах-спутниках ($m_{\text{сп}}$) определяется их общая мощность ($m_{\text{сп}} > 0,1$ м, в т.ч. $m_{\text{сп}} > 0,3$ м) – в 200 – метровых интервалах пород (150 м – в кровле, 50 м – в подошве), вмещающих каждый кондиционный пласт. Определяются коэффициенты соотношения этих мощностей относительно мощности каждого кондиционного пласта (или общей мощности всех пластов, которые оцениваются):

$$\lambda_1 = \Sigma m_{\text{сп} > 0,1\text{м}} / M_p \quad (10.17)$$

$$\lambda_2 = \Sigma m_{\text{сп} > 0,3\text{м}} / M_p \quad (10.18)$$

см. (табл. 2, гр. 17, 18)

При условиях равенства газоносности пластов-спутников и кондиционных пластов и их площадей распространения коэффициент соотношения мощностей равняется соотношению ресурсов газа в пластах-спутниках ($Q_{\text{сп}}$) к ресурсам (запасам) газа в кондиционных пластах (Q_p), то есть

$$\lambda = m_{\text{сп}} / M_p = (\Sigma Q_{\text{сп}} / \Sigma Q_b) \quad (10.19)$$

$$\text{откуда } Q_{\text{сп}} = m_{\text{сп}} / M_p \times Q_p = \lambda_1(\lambda_2) \times Q_b \quad (10.20)$$

Таким образом, ресурсы метановых газов в пластах-спутниках рассчитываются путем умножения коэффициентов соотношения мощностей на запасы газа в рабочих пластах.

Общие объемы метана всей угольной толщи состоят из суммы ресурсов (запасов) газа в рабочих пластах и ресурсов в пластах-спутниках.

Выводы. Запасы и ресурсы метана в углегазовых месторождениях подсчитываются на следующих площадях: на полях действующих и строящихся шахт; на резервных участках для нового шахтного строительства и реконструкции шахт; на участках разведки и перспективных для разведки участках. Выделяются разные источники нахождения газа (метана): угленосные пласты рабочей и нерабочей мощностей разведанных участков вне границ

шахтных полей; добыча из них метана как самостоятельного полезного ископаемого осуществляется бесшахтным способом с помощью поверхностных скважин; угленосные породы кровли и почвы рабочих пластов с пластами-спутниками; извлечение газа из этого источника осуществляется лишь попутно с угледобычей как с помощью подземных, так и наземных дегазационных скважин и дегазационных систем; небольшие скопления и ловушки свободного газа в структурах углевмещающих пород, где метан находится в легкоподвижном состоянии, позволяющем добывать его обычным газопромышленным методом. При значительных запасах газа добычу можно осуществлять автономно с помощью поверхностных скважин. При малых запасах газа этот источник может служить объектом сопутствующей шахтной добычи; водонасыщенные песчаные горизонты угленосных отложений; техногенные образования в горных выработках.

10.8. Подготовленность месторождений (залежей) метана к промышленному освоению

По степени подготовленности к промышленному освоению выявленные месторождения (залежи) газа (метана) делятся на:

- подготовленные к проведению разведывательных работ, включая опытно-промышленную разработку (дегазацию) с целью получения исходных данных для детальной геолого-экономической оценки запасов метана угольного месторождения;
- подготовленные к промышленному освоению с целью добычи газа (метана).

Угольные месторождения газа (метана) считаются подготовленными к проведению разведывательных работ, если степень их геологического и технико-экономического изучения обеспечивает возможность определения наличия метана, ожидаемых размеров залежей и их геологического строения, технологических свойств и горно-геологических условий распространения (залегание) газа; горно-технических, экологических и других условий добычи и использования с детальностью, достаточной для определения оценки их промышленного значения.

Разведанные месторождения (залежи, участки, блоки) газа (метана) считаются подготовленными для промышленного освоения, если:

балансовые разведанные и предварительно разведанные запасы газа и сопутствующих полезных компонентов, которые имеют промышленное значение, утверждены ГКЗ Украины;

установлены объемы общих запасов и ресурсов метана в пределах месторождения (залежи) согласно со степенью их геологического изучения; запасов и ресурсов расположенных рядом месторождений, которые не разрабатываются, но учитываются во время проектирования добывающего предприятия для определения возможных перспектив его развития;

определена возможность разработки залежей газа (метана) без вреда для других залежей полезных ископаемых, которые остаются в недрах;

определены и оценены опасные экологические факторы, влияющие или могущие повлиять на состояние окружающей среды во время разведки, разработки и первичной подготовки сырья, удаления отходов, а также разработан рациональный комплекс мероприятий по охране природы; определены фоновые параметры состояния окружающей среды;

получено предварительное согласование на специальное пользование земельными участками с целью добычи метана согласно действующему законодательству.

обоснована технико-экономическими расчетами рентабельность хозяйственной деятельности газодобывающего предприятия, которое проектируется, обеспеченно согласованную с недропользователем эффективность капиталовложений в разработку месторождения (залежи, участка).

Учитывая наиболее перспективными для добычи метана газоугольные месторождения третьей и четвертой групп сложности геологического строения для проектирования предприятий по добыче углеводородов используются утвержденные ГКЗ Украины балансовые запасы как детально оцененные, так и предварительно оцененные (достоверные). При этом количество достоверных запасов должно обеспечить рентабельную деятельность добывающего предприятия (промысла, участка) соответствующей мощности на период возвращения капитальных вложений в промышленное освоение.

По согласию заинтересованных пользователей недр на условиях экономического риска может быть осуществлена передача для промышленного освоения месторождения, запасы газа (метана) которого не полностью подготовлены к разработке. В таких случаях:

– следует выявить и оценить опасные экологические факторы, связанные с разработкой (дегазацией) месторождения, а также обеспечить условия для последующей разработки без вреда для залежей угля и других ископаемых, которые остаются в недрах;

– срок представления материалов по подсчету запасов и их геолого-экономической оценки на экспертизу ГКЗ Украины не должен превышать одного года после начала промышленной добычи метана.

На введенных в разработку месторождениях метана проводится доисследование газоносности (доразведка) и эксплуатационная разведка:

– газовая доразведка разрабатываемых месторождений, проводится для подготовки к эксплуатации недостаточно исследованных отдельных блоков участков и осуществляется в соответствии с планами этих работ.

– эксплуатационная разведка уточняет геологическое строение, условия и закономерности распространения метана по площади, их свойства, количественные характеристики залежей газа, фильтрационные параметры, возможности применения более эффективной технологии добычи метана.

По результатам опытно-промышленной разработки (дегазации), доразведки или эксплуатационной разведки угольных месторождений

(залежей) осуществляется перевод предварительно разведанных запасов в разведанные, проводится подсчет и учет выявленных запасов газа (метана).

Пересчет и повторная государственная экспертиза запасов метана угольных месторождений газа проводится в случаях:

– если в результате дополнительных геологоразведочных или добывающих работ или специальных исследований суммарные балансовые разведанные запасы увеличиваются больше чем на 50 % (сравнительно с ранее оцененными) или списанные и предусмотрены к списанию разведанные балансовые запасы как не подтвержденные или нецелесообразные для добычи по технико-экономическими условиями, превышают установленные нормативы или изменились обстоятельства разработки угля;

– если пересмотр требований стандартов и технических условий относительно качества или количества других видов углеводородов и технологии их разработки приводит к увеличению суммарных разведанных балансовых запасов более чем на 50 % или уменьшение более чем на 20 %.

Подсчитанные и утвержденные ГКЗ или апробированные НТС (научно-техническим советом) геологических предприятий запасы метана угольных месторождений соответственно ранее действующих «Временных требований...» [11] в связи с изменением нового подхода к метану как полезному ископаемому необходимо переоценить как не отображавшие промышленной значимости через неопределенность коэффициента извлечения. Отнесенные к категории C_1 и C_2 такие запасы отображают практически весь объем метана, находящийся в органическом веществе, угольных пластах и вмещающих породах; сорбированный метан, свободный газ в порах и трещинах вмещающих пород, а также растворенный в подземных водах горного массива пород. Поэтому определенные раньше запасы газа (метана) категории C_1 и C_2 целесообразно перевести в перспективные ресурсы категории C_3 , которые нуждаются в дальнейшем в проведении опытно-промышленной разработки (дегазации) для определения балансовых (извлекаемых) запасов газа (метана). В то же время по некоторым участкам (шахтным полям), где не проектируется или не целесообразно проведение опытно-промышленной разработки (дегазации), возможно с некоторой условностью, в виде исключения, пересчитывать полученные перспективные ресурсы метана по категории C_3 в запасы по категории C_2 как условно балансовые и извлекаемые с использованием коэффициента извлечения из угольных пластов метана $f = 0,2$, который применяется в официальных Государственных Программах по добыче и использованию газа (метана) (1998-2008 гг.) и приводится в зарубежных источниках как средняя величина. Особенно это необходимо выполнить по некоторым шахтным полям, которые в основном отработали запасы угольных пластов и не нуждаются в последующей разведке.

Выводы. Разведанные месторождения газа считаются подготовленными для промышленного освоения, если балансовые разведанные и предварительно разведанные запасы газа и сопутствующих полезных компонентов, которые имеют промышленное значение, утверждены ГКЗ Украины. Определена возможность разработки залежей газа без вреда для других залежей полезных

ископаемых, которые остаются в недрах. Определены и оценены опасные экологические факторы, влияющие или могущие повлиять на состояние окружающей среды во время разведки, разработки и первичной подготовки сырья, удаления отходов, а также разработан рациональный комплекс мероприятий по охране природы; определены фоновые параметры состояния окружающей среды. Получено предварительное согласование на специальное пользование земельными участками с целью добычи метана согласно действующему законодательству. Обоснована рентабельность хозяйственной деятельности газодобывающего предприятия, которое проектируется, обеспеченно согласованную с недропользователем эффективность капиталовложений в разработку месторождения (залежи, участка).

10.9. Учет и списание запасов газов угольных месторождений

Обобщенной формой при оценке запасов газа (кроме административной и геологической привязки объекта) является отображение необходимых расчетных параметров конечных результатов подсчета запасов газа в соответствующей форме государственной статистической отчетности.

На основе практического опыта ранее проведенных работ самой приемлемой является форма государственной статистической отчетности по запасам полезных ископаемых (нефть, газ, конденсат) № 6-гр. В связи со специфическими особенностями расчета (угля как источника выделения газа) в форму № 6-гр предлагается ввести соответствующие дополнения, которые характеризуют природную газоносность угольных пластов (X), технический анализ угля (влажность W^a , зольность A^d , выход летучих V^{daf} и, исходя из этого, конечный расчетный коэффициент (K), то есть $K = X / (100 - (A^d + W^a))$, а также поправки на температуру и давление для приведения рассчитанных запасов газа к постоянным условиям (0,1 МПа и $t + 20^\circ\text{C}$). Все эти дополнения достаточно компактно вводятся одной графой в форму отчетного баланса запасов полезных ископаемых, практически не изменяя ее общего вида. В графе 5 указываются рассмотренные категории запасов угля ($A+B+C_1, C_2$ или забалансовые) и газа (C_1, C_2). В графах 6-13 кроме изменений запасов угля за отчетный период приводятся соответствующие изменения запасов газа по категории C_1 (для балансовых запасов угля) и C_2 (для забалансовых запасов угля в пластах и пластах-спутниках). В графах 14-15 приводятся запасы газа на время утверждения и их остаток на 01.01 отчетного периода по соответствующим категориям для каждого участка (поля шахты), а в графе 14 – год утверждения первичных запасов газа, инстанция утверждения (НТС объединения или ГКЗ Украины и № протокола).

С указанными дополнениями и изменениями эта форма статистической отчетности может быть принята для учета как запасов свободного газа во вмещающих породах, так и запасов сорбированного газа в угольных пластах.

Основное количество метана (60-80 %) в призабойном пространстве угольных шахт выделяется из разрабатываемых угольных пластов. При этом газовый баланс шахты в условиях Донбасса складывается следующим образом:

1. Из пластов, которые разрабатываются:

с обнаженной поверхности пластов – 40-50 %,

в процессе добычи – 10-15 %.

Всего – 50-65 %.

2. Из вмещающих пород:

в призабойном пространстве – 10-15 %,

в отработанном пространстве – 20-25 %.

Всего – 30-40 %.

3. Из угольных пластов, которые не разрабатываются:

в призабойном пространстве – 0-5 %,

в отработанном пространстве – 5-10 %.

Всего: 5-15 %.

Запасы метана во вмещающих породах сопоставимы с запасами метана в угольных пластах и пропластках, однако в результате значительно более низкой природной газопроницаемости пород выделение метана из пород на шахтах является менее интенсивным, чем из угля (что составляет в среднем 30 % общего дебита его в шахте) и основная масса газа поступает в выработанное пространство.

При учете и списании запасов метана предлагается списывать следующие объемы газа:

– в добытом угле (утвержденному как балансовые или забалансовые запасы при возможной их следующей отработке) – полностью, в соответствии с уменьшением запасов;

– в нерабочих пластах и пропластках запасы газа подсчитываются из соотношения их суммарной толщины (с учетом коэффициента на их невыдержанность 0,5) к толщине рабочих пластов (то есть эти запасы можно рассматривать как взаимопропорциональные). Таким образом, списание газов в пластах нерабочей толщины целесообразно проводить пропорционально уменьшению запасов газа в отработанном угле с введением вспомогательного поправочного коэффициента $K = 0,1$, отвечающего приближенному значению количества выделенного из них метана в общей метанообильности шахты;

– во вмещающих породах – по глубине зоны дегазации, с учетом соотношения площади отработанных участков к общей площади отрабатываемого пласта, и выделения дополнительного поправочного коэффициента 0,3, отвечающего среднему количеству выделенного из них метана в общей метанообильности шахты;

– в скоплениях свободного газа – исходя из реального остаточного давления залежи газа.

Форма учета и списания запасов газов угольных месторождений, которая предлагается с соответствующими дополнениями, приводится в таблице.

Выводы. Учет и списание газа проводится по форме отчетности по запасам полезных ископаемых (нефть, газ, конденсат) № 6-гр. В связи со

специфическими особенностями расчета (угля как источника выделения газа) в форму № 6-гр предлагается ввести дополнения, которые характеризуют природную газоносность угольных пластов (X), технический анализ угля (влага W^a , зольность A^d , выход летучих V^{daf} и конечный расчетный коэффициент (K), то есть $K = X / (100 - (A^d + W^a))$), а также поправки на температуру и давление для приведения рассчитанных запасов газа к постоянным условиям (0,1 МПа и $t + 20^\circ\text{C}$). Все эти дополнения вводятся одной графой в форму отчетного баланса запасов полезных ископаемых, практически не изменяя ее общего вида. В графе 5 указываются рассмотренные категории запасов угля ($A+B+C_1, C_2$ или забалансовые) и газа (C_1, C_2). В графах 6-13 кроме изменений запасов угля за отчетный период приводятся соответствующие изменения запасов газа по категории C_1 и C_2 . В графах 14-15 приводятся запасы газа на время утверждения и их остаток на 01.01 отчетного периода по соответствующим категориям для каждого участка, а в графе 14 – год утверждения первичных запасов газа, инстанция утверждения.

10.10. Содержание и оформление материалов по подсчету запасов метана угольных месторождений, которые подаются на экспертизу в ГКЗ Украины

Материалы, подающиеся на рассмотрение у ГКЗ Украины должны содержать все данные, необходимые для проверки подсчета запасов (ресурсов) метана угольных месторождений (участков, шахтных полей) и подаваться в удобной форме для проверки авторских выводов.

Подсчет запасов (ресурсов) оформляется согласно с «Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ Украины материалов геолого-экономической оценки месторождений нефти и газа», утвержденной Приказом ГКЗ 18.10.99 № 120 и «Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ Украины материалов по геолого-экономической оценке запасов угля и горючих сланцев» [10, 24].

Материалы подсчета запасов метана (текст, таблицы, графические дополнения) включаются в раздел по газоносности при составлении геологического отчета разведанного месторождения (шахтного поля, участка), в соответствии с требованиями данных инструкций.

Представленные материалы геолого-экономических оценок запасов углеводородных газов угольных месторождений должны быть достаточными для проведения, без личного участия авторов, экспертизы количества и качества запасов газов, оценки их промышленного значения, горно-геологических, гидрогеологических и других условий их добычи.

В текстовой части приводятся:

– основные геологические и структурно-тектонические факторы, влияющие на распределение газов в угленосной толще, количественная характеристика газоносности угольных пластов, пород, техногенных ловушек,

характер изменения величины газоносности с глубиной залегания и по площади месторождения (участка):

- виды и методы исследования газоносности, объемы и плотность опробования;

- оценка применяемых методов изучения газоносности, достоверность результатов, возможность их использования для подсчета запасов;

- параметры подсчета, границы подсчета;

- обоснование примененных методов подсчета, принципы распределения подсчитываемых блоков и распределение запасов по группам и категориям.

Независимо от метода подсчета необходимо прибавить:

- карту газовой изученности участка, площади, месторождения. На карте должны быть вынесены все объекты, по которым изучалась газоносность пластов и пород (скважины, шахты, пласты, горизонты) и указанные методы исследований (ГКН, пластоиспытатели, газовый каротаж и др.);

- геолого-газовые сопоставления по исследуемым скважинам с нанесением всех имеющихся данных по газоносности угля и газонасыщенности пород, коллекторских свойств, пластовых давлений, дебиту свободного газа и воды и другое;

- сводная литолого-стратиграфическая колонка оцениваемой площади;

- разрезы и графики, характеризующие изменения газоносности угольных пластов и пород с глубиной и по площади. На разрезы и графики наносится поверхность залегания метановых газов, величины газоносности по каждой скважине, результаты исследований пластоиспытателями, проводятся изогазы, контакт газ-вода;

- гипсометрические планы подсчета запасов угля по пластам с категоризацией запасов;

- карты прогноза газоносности основных угольных пластов и пород-коллекторов.

Текст отчета, табличные и графические дополнения оформляются в соответствии с требованиями ГКЗ.

К материалам подсчета запасов добавляется перечень опубликованной литературы, фондовых и других материалов, которые были использованы при проработке отчета (название материалов, год издания).

Выводы. На экспертизу в ГКЗ Украины подаются материалы согласно «Инструкции о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ Украины материалов геолого-экономической оценки месторождений нефти и газа», утвержденной Приказом ГКЗ 18.10.99 № 120 и «Инструкции о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ Украины материалов по геолого-экономической оценке запасов угля и горючих сланцев».

Контрольные вопросы

1. Дайте определение терминам ресурсы и запасы газа.
2. Раскройте понятия абсолютной и относительной газообильности.
3. Дайте определение общей, открытой, закрытой и эффективной пористости.
4. Охарактеризуйте понятие газовая ловушка.
5. Раскройте понятие зоны газового выветривания.
6. Охарактеризуйте коллекторы свободного газа.
7. Дайте определение метаноносности и газоносности.
8. Охарактеризуйте породы-газоупоры (покрышки).
9. Дайте определение сорбированному газу и сорбционной газоемкости.
10. Раскройте понятие суфляр.
11. Какие газы встречаются в составе газов угленосных отложений?
12. Дайте определение углефикации.
13. Укажите пределы температур углефикации на подстадиях раннего, среднего и позднего катагенеза?
14. При каких соединениях с воздухом (в процентах) метан образует смеси горючие и взрывчатые?
15. Дайте характеристику понятиям адсорбция и абсорбция.
16. Укажите марки угля, в которых трещиноватость больше.
17. Выделите группы месторождений по объему извлекаемых газов.
18. Перечислите источники нахождения газа в угленосных залежах.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Айруни А. Т. Газообильность каменноугольных шахт / А. Т. Айруни, Р. А. Галазов, И. В. Сергеев [и др]. - М. : Недра, 1987. – 216 с.
2. Баренбаум А. А. Космические основания / А. А. Баренбаум // Общая и полевая геология. - Л. : Недра, 1991. - С. 445-456.
3. Бобров А. П. Суфлярные выделения метана в угольных шахтах / А. П. Бобров, М. А. Фролов. - М. : Недра, 1987. - 120 с.
4. Бокий Б. В. Шахта в японском прорыве / Б. В. Бокий // 2000. В. - 2008. – №47(439). – С. 6.
5. Бокий Б. В. Исследование физики потока газа к поверхностным дегазационным скважинам / Б. В. Бокий, И. Б. Филимонов, С. Г. Ирисов // Уголь Украины. – 2012. - №5. – С. 26-30.
6. Булат А. Ф. Дегазация углепородного массива на шахте им. А.Ф. Засядько скважинами, пробуренными с поверхности / А. Ф. Булат, В. В. Лукинов, Е. Л. Звягильский [и др.] // Геотехническая механика, 2002. – №37. – С.49-57.
7. Василькевич К. И. Метановая бомба под Арктикой / К. И. Василькевич // 2000. С. - 2009. - №11(453). – С. 2.
8. Василькевич К. И. Факты о контейнерах сухого хранения радиоактивных отходов / К. И. Василькевич // 2000. В. – 2008. - №16(411). – С. 4.
9. Васючков Ю. Ф. Физико-химические способы дегазации угольных пластов / Ю. Ф. Васючков. - М. : Недра, 1986. - 255 с.
10. Вимоги до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва, затверджені наказом ДКЗ України 12.11.1997. - Київ: Держспоживстандарт, 1997. - №95. – 132 с.
11. «Временные методические требования к геолого-экономической оценке и подсчету запасов метана в угольных пластах». Утверждены ГКЗ СССР от 15.01.1987 г. – М. : Недра, 1987. – 129 с.
12. Временное руководство по прогнозу выбросоопасности угольных пластов Донецкого бассейна при геологоразведочных работах. - М. : Минуглепром, 1980. – 46 с.
13. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР / Отв. ред. А. И. Кравцов. - М. : Недра, 1979. - Т.1. - 626 с.
14. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР / Отв. ред. А. И. Кравцов. – М. : Недра, 1980. – Т. 3 – 218 с.
15. Губкин И. М. Учение о нефти / И. М. Губкин. – М.-Л. : ОНТИ НКТП СССР, 1937. – 460 с.
16. Гусак Л. И. Стратегическая цепь – подорожание / Л. И. Гусак // 2000. В. – 2012. - №25(611). – С. 4-5.
17. Дмитриев А. М. Проблемы газоносности угольных месторождений / А. М. Дмитриев, Н. Н. Куликова, Г. В. Бодня. – М. : Недра, 1982. - 263 с.
18. Долинский А. А. Залежи дешевого тепла / А. А. Долинский // 2000. В. - 2009. – №25(466). – С. 3.
19. Егоров А. И. Галактический календарь и относительная геохронология: межвуз. науч. темат. сб. / А. И. Егоров. - Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. горного университета, 2005. - Вып. 15. – С. 4-10.

20. Егоров А. И. Ритмы угленакопления в истории Земли / А. И. Егоров // Палеонтология и эволюция биосферы: труды XXV сессии ВПО. – Л. : Наука, 1983. – С. 51-55.
21. Егоров А. И. Галактическая хронология и торфонакопление / А. И. Егоров // Геология угольных месторождений. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. – Вып. 13. – С. 4-9.
22. Еременко Н. А. Геология нефти и газа на рубеже веков / Н. А. Еременко, Г. В. Чилингар. – М. : Наука, 1996. – 176 с.
23. Зубков И. Ф. Проблема геологической формы движения материи / И. Ф. Зубков. – М. : Наука, 1979. – 240 с.
24. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. – М. : Недра, 1977. – 96 с.
25. Кравцов А. И. Месторождения горючих полезных ископаемых / А. И. Кравцов, Н. И. Погребнов. – М. : Недра, 1981. – 160 с.
26. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах. – М. : Недра, 1988. – 110 с.
27. Методика определения природной газоносности угольных пластов действующих и строящихся шахт Донбасса. – Макеевка: МакНИИ, 1981. – 83 с.
28. Ольховиков О. И. Запасной выход из топливного кризиса / О. И. Ольховиков // 2000. С. - 2010. – №3(494). – С. 7.
29. Палий А. М. Методическое руководство по определению оптимального количества и размещению скважин при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений / А. М. Палий, В. Г. Демьянчук, В. В. Крот. - Львов, 1982. – 234 с.
30. Петров О. В. Диссипативные структуры Земли / О. В. Петров. – М. : ВСЕГЕИ, 2007. – 302 с.
31. Побережнюк Р. И. Шары причерноморской экономики / Р. И. Побережнюк // 2000. В. - 2009. – №51(490). – С. 5.
32. Прохоров А. И. Бесплатно-яркое свечение / А. И. Прохоров // 2000. С. – 2009. - №41(480). – С. 8.
33. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологических работах. - М. : Недра, 1987. – 161 с.
34. Рыкова Н. И. Кто «морозит» газовые надежды Украины? / Н. И. Рыкова, С. И. Коваль // 2000. Е. - 2008. – №51(443). – С. 9.
35. Савченко В. П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти / В. П. Савченко. – М. : Недра, 1977. – 413 с.
36. Скворцов Д. И. Стремительное полено / Д. И. Скворцов // 2000. В. - 2009. – №14(456). – С. 7.
37. Тищенко Д. И. Совет по безопасности для Совета Безопасности / Д. И. Тищенко // 2000. Е. - 2008. – №33(425). - С. 9.
38. Трубицин В. П. Основы тектоники плавающих континентов / В. П. Трубицин // Физика Земли. – 2000. – №9. – С. 3-40.
39. Хаин В. Е. О главных направлениях в современных науках о Земле / В. Е. Хаин // Вестник РАН. – 2009. - Т. 79. - №1. – С. 50-56.
40. Шпинар З. В. История жизни на Земле / З. В. Шпинар. – Прага: Артия, 1977. – 288 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ	6
1.1. Ранняя история Земли	6
1.2. Глубинная геодинамика	10
1.3. Взаимодействие оболочек Земли	13
1.4. Земля и окружающий Космос	15
1.5. О земной коре и органике	19
2 КАУСТОБИОЛИТОВЫЕ ВЕЩЕСТВА И РАДИОАКТИВНЫЕ РУДЫ	23
2.1. Горючие полезные ископаемые	23
2.2. Круговорот углерода в природе	24
2.3. Накопление и преобразование органического вещества в природе	26
2.4. Происхождение горючих ископаемых	28
2.5. Генетическая классификация горючих ископаемых	30
2.6. Сырье для атомной (ядерной) энергии	31
3 ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	34
3.1. Топливо-энергетический комплекс	34
3.2. Угольная промышленность	35
3.3. Нефтяная промышленность	37
3.4. Газовая промышленность	39
3.5. Электроэнергетика	40
3.6. Проблемы развития топливно-энергетического комплекса	41
4 ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ УКРАИНЫ	43
4.1. Предприятия по газоснабжению и газификации Украины	43
4.2. Станции и подземные хранилища газа (ПХГ)	44
4.3. Состояние газотранспортной системы на начало 2013 г.	45
4.4. Необходимые инвестиции	46
4.5. Учёт природного газа на газоизмерительных и газораспределительных станциях	47
5 ИСТОРИЯ СТАНОВЛЕНИЯ И СОСТОЯНИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ УКРАИНЫ	49
5.1. Первый газ, газопроводы, газовая промышленность и газотранспортная система	49
5.2. Восточные районы добычи газа в Украине	51
5.3. Южный газодобывающий регион	52
5.4. Биолитовый (сланцевый) газ	54
5.5. Добыча, транспортировка, хранение и учёт газа. Газотранспортна система Украины	55
5.6. Введение стандартов и нормативов учёта газа	60
6 УЧЁТ ГАЗА, ЦЕНОВАЯ ПОЛИТИКА И ПРОБЛЕМЫ ОТРАСЛИ	62
6.1. Внедрение приборов учёта газа	62
6.2. Критерии уменьшения потерь газа	63

6.3 Проблемы энергоэффективности и энергосбережения	64
6.4 Ценовая политика на перспективу	65
7 ДЕГАЗАЦИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД НА ШАХТАХ СКВАЖИНАМИ, ПРОБУРЕННЫМИ С ПОВЕРХНОСТИ	68
7.1 Основные направления	68
7.2 Основные задачи планируемых работ	69
8. КОГЕНЕРАЦИОННАЯ СТАНЦИЯ НА ШАХТЕ ИМ. А.Ф. ЗАСЯДЬКО	77
9 АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	82
9.1 Тепловые насосы	82
9.2 Автономный генератор топлива (АГТ)	85
9.3 Бионефть	86
9.4 Использование грунтовых вод	86
9.5 Использование принципа осмоса	87
9.6 Энергия солнца	88
9.7 Новые лампы	89
9.8 Солнечные батареи	89
9.9 Энергетические установки на плазмагазе	90
9.10 Подземная газификация углей	94
9.11 Газогенераторные двигатели	98
9.12 Восполняемые источники энергии	100
9.13 Болотный газ в Арктике	102
10 ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	105
10.1 Термины и определения понятий	105
10.2 Геология газов угольных месторождений	109
10.3 Требования к изучению и оценке газоносности угольных месторождений на разных стадиях геологоразведочных работ.....	119
10.4 Распределение углегазовых месторождений по величине запасов метана и сложности геологического строения	125
10.5 Распределение запасов и ресурсов газа (метану) по степени геологической изученности и геолого-промышленному значению	126
10.6 Требования к подсчету запасов и оценке перспективных ресурсов метана угольных месторождений.....	131
10.7 Методики подсчета ресурсов метана угольных месторождений	137
10.8 Подготовленность месторождений (залежей) метана к промышленному освоению	148
10.9 Учет и списание запасов газов угольных месторождений	151
10.10 Содержание и оформление материалов по подсчету запасов метана угольных месторождений, которые подаются на экспертизу в ГКЗ Украины	153
ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА	156

Навчальне видання

Баранов Володимир Андрійович
Хоменко Юрій Тимофійович

ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Навчальний посібник

(Російською мовою)

Редактор В.І. Луценко

Підп. до друку 14.01.2015. Формат 30 × 42/4.
Папір офсет. Ризографія. Ум. друк. арк. 8,9.
Обл.-вид. арк. 8,9. Тираж 100 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано
в Державному вищому навчальному закладі «Національний гірничий університет».

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.

49005, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.