



**ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
И СОЦИАЛЬНЫЙ СОВЕТ**

Distr.
GENERAL

ECE/ENERGY/GE.4/2007/7
20 December 2006

Original: RUSSIAN

ЕВРОПЕЙСКАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ

КОМИТЕТ ПО УСТОЙЧИВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Специальная группа экспертов по шахтному метану

Третье сессия
Женева, 7-9 марта 2007 года
Пункт 6 предварительной повестки дня

**ПОСЛЕДНЯЯ ИНФОРМАЦИЯ О СТАТУСЕ И ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЦЕЛЕВАЯ
ГРУППА ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ ВЫГОДАМ ОТ ПОВЫШЕНИЯ
БЕЗОПАСНОСТИ ШАХТНЫХ РАБОТ ПОСРЕДСТВОМ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ШАХТНОГО МЕТАНА**

Концептуальные подходы к разработке высокогазоносных угольных
месторождений

*Документы, представленные экспертом Российской Федерациию

1. Материал подготовлен ректором Московского государственного горного университета (МГГУ), чл.-корр. РАН Пучковым Л.А., проректором по научной работе МГГУ, профессором, доктором технических наук Сластуновым С.В. (Москва, Россия) и исполнительным директором угольного департамента АО «Митгал Стил Темиртау», доктором технических наук Презентом Г.М. (Караганда, Казахстан).

I. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ПРИНЯТИЮ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

2. При определении стратегии интенсивной отработки высокогазоносных угольных месторождений важно определить всю систему технико-экономического подхода, которая помогла бы руководству компании представить все проблемы в совокупности, а не в виде

отдельных, плохо связанных между собой наборов решений, которые в настоящее время, как правило, представляются в проектных и научно-технических разработках.

3. Исходя из специфики условий месторождения и структуры газового баланса шахт Воркуты (последний отличается значительной долей выработанных пространств как действующих, так и отработанных выемочных полей), газовый фактор является определяющим в общей системе экономики и обеспечения безопасности горных работ. Поэтому данные месторождения должны разрабатываться как метаноугольные.

II. КОНЦЕПЦИЯ ОТРАБОТКИ ЗАПАСОВ УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК МЕТАНОУГОЛЬНОГО

4. Извлечение угольного метана и добыча угля тесно взаимосвязаны: интенсивное извлечение метана из угольных пластов на действующих шахтных полях позволяет значительно повысить производительность и рентабельность добычи угля при одновременной добыче газа, пригодного к промышленному использованию. В конечном счете, это приводит к увеличению доли угля в топливно-энергетическом балансе страны. С другой стороны, ведение горных работ приводит к разгрузке угленосного массива и увеличению метаноотдачи из углесодержащих газонасыщенных пород. Однако, для обеспечения стабильных дебитов метана (как по объемам, так и по концентрации), необходимо учитывать закономерности выделения метана из угля в условиях неразгруженных (заблаговременное извлечение метана до начала ведения горных работ) и разгруженных пластов, из старых выработанных пространств действующих и закрываемых шахт, а также влияние процессов фильтрации воздуха в подработанном массиве на параметры извлекаемой газовой смеси.

5. Использование закономерностей выделения метана из угленосного массива и разработка технологий, повышающих эффективность его извлечения на различных стадиях освоения угольных месторождений (до начала ведения горных работ, в процессе эксплуатации шахты и после ее закрытия), позволит обеспечить оптимальное сочетание добычи угля и попутного получения газа из угольных месторождений.

6. Основной принцип метаноугольной концепции отработки высоко газоносного месторождения - попутное извлечение угольного метана на всех стадиях освоения угольного месторождения с учетом изменения фильтрационных свойств газоносного угле породного массива под влиянием горных работ.

7. Реализация данной концепции должна базироваться на достаточно достоверном прогнозе ресурсов метана в пределах горных отводов строящихся, проектируемых, действующих и закрываемых шахт и использованием для извлечения газа адаптированных к конкретным горно-геологическим условиям технологий.

8. Добыча газа должна начинаться заблаговременно, за 5-10 лет до начала ведения горных работ. При этом схема расположения и параметры заложения скважин должны определяться с учетом плана будущих горных работ по добыче угля. Это позволит при выемке угля снизить опасность взрывов метана за счет существенной дегазации рабочих пластов.

9. Разработанные МГГУ методы повышения газопроницаемости угольных пластов с использованием скважин гидрорасчленения обеспечивают высокую степень дегазации (возрастающую пропорционально времени от начала работ по извлечению газа до начала работ по добыче угля) при дебитах скважин на уровне 1-2 м³/мин. Так, на поле шахты им. Ленина Карагандинского угольного бассейна при извлечении газа из мощного выбросоопасного пласта Д₆ по технологии МГГУ за 8 лет из 14 скважин получено более 18 млн. м³ практически 100 % - го метана. Примерно такие же показатели достигнуты при аналогичной технологии в США (за исключением бассейна Сан-Хуан, где в угольном бассейне обнаружено микроместорождение природного газа).

10. Ведение горных работ в период эксплуатации шахты приводит к разгрузке угленосного массива и увеличению метаноотдачи из углесодержащих газонасыщенных пород. На этом этапе целесообразно использовать комплексные методы извлечения метана, сочетающие скважины с поверхности, ранее используемые для заблаговременной дегазации, и подземные скважины, объединенные в единую систему. При разгрузке массива дебиты скважин возрастают в десятки раз, но при этом увеличиваются подсосы воздуха из горных выработок, и концентрация газа снижается, что требует специальных мер для поддержания кондиционных параметров извлекаемой газозвушной смеси. Так, подземной дегазацией в Печорском бассейне извлекается метана около 300 млн. м³/год с концентрацией его в отсасываемой смеси от 7-12 до 35-40 %. При этом до 80 % газа извлекается из выработанных пространств, представляющих собой естественные резервуары, заполненные метаном, газовыделение из которых продолжается в течение нескольких лет после окончания очистных работ.

11. Для обеспечения стабильных дебитов метана (как по объемам, так и по концентрации), необходимо учитывать закономерности выделения метана из разгруженных пластов и выработанных пространств, а также влияние процессов фильтрации воздуха в подработанном массиве на параметры извлекаемой газозвушной смеси.

12. При закрытии шахт в старых выработанных пространствах остается значительное количество метана (по прогнозам, объемы метана в выработанных пространствах в 2-3 раза превышают объем газа, выделившегося при добыче). В нашей стране опыт добычи метана из отработанных полей отсутствует, но мировая практика подтверждает экономическую эффективность отсоса газа из выработок закрытых шахт:

(a) в Австралии из шахты «Бэлмайн», закрытой после взрыва в 1942 г., в течение 25 лет каптировали 365 млн. м³ (средний дебит 33,5 м³/мин) газа, содержащего 50-60 % метана и 3 % этана на сумму более 40 млн. долларов;

(b) в Сааре (Германия) из закрытой в 1959 г. шахты «Санта-Барбара» до 1985 г. извлечено 265 млн. м³ (средний дебит 20,2 м³/мин) на сумму 29,15 млн. долларов;

(c) с конца 70-х годов во Франции (Нор и Па-де-Кале) проводились работы по извлечению метана из отработанных полей угольных шахт. За период 1982-1984 гг. (около 3-х лет) каптировано 9 млн. м³ (средний дебит составил 6,5 м³/мин, концентрация метана —

до 70 %). Общий объем извлеченного метана только в 1985 г. составил 55 млн. м³ (средний дебит 104,6 м³/мин) на сумму 6,05 млн. долларов.

13. Таким образом, изменение закономерностей десорбции и дренирования метана на различных стадиях освоения угольного месторождения свидетельствует о том, что требования к технологии извлечения газа в процессе выемки угля также меняются. Поэтому предлагается выделить три стадии извлечения метана, соответствующие принципиально отличающимся типам напряженно-деформированного состояния массива:

- (a) *период проектирования и строительства* шахты, соответствующий добыче метана из неразгруженного массива;
- (b) *период эксплуатации* (развитие горных работ, освоение проектной мощности и затухание) до полной отработки запасов или закрытия шахты по иным причинам; эта стадия соответствует условиям извлечения метана из разгруженного массива;
- (c) период от начала изоляции отдельных полей и *закрытия шахты* в целом до полного газового истощения подработанной толщи; этот период соответствует условиям извлечения метана из старых выработанных пространств.

14. В связи с тем, что все три периода нечетко разделены во времени, т.к. изменение напряженно-деформированного состояния массива в процессе выемки угля происходит постоянно (от природного состояния до затухания полных сдвижений), - то все три стадии могут иметь место одновременно на одном и том же шахтном поле. Поэтому наиболее рациональной является многостадийная технология, предполагающая использование одних и тех же скважин для добычи метана на всех стадиях освоения месторождения. Однако, режимы эксплуатации этих скважин, по мере перехода от первой стадии освоения месторождения к последней, будут различными.

15. Принципиальные требования к системам дегазации шахтных полей на стадии эксплуатации (дегазация массива, разгруженного горными работами) сводятся к следующим:

- (a) обеспечение метанобезопасности ведения работ по добыче угля за счет требуемого снижения газообильности горных выработок и предотвращения загазований шахтной атмосферы, что позволит существенно повысить производительность добычи угля;
- (b) обеспечение кондиционных дебитов газозвудушных смесей за счет создания системы контроля и управления дебитами и концентрациями метана в системе трубопроводов; создания системы подготовки извлекаемых метанозвудушных смесей для подачи потребителю; минимальной длины трубопроводов с целью повышения степени их герметичности и уменьшения подсосов воздуха в систему (снижения степени разубоживания метана); аэродинамического управления распределением метана в объеме выработанного пространства; надежной изоляции отработанных полей от действующих горных выработок и др. (требования к качеству извлекаемых метанозвудушных смесей определяются технологией утилизации метана и колеблются в значительных пределах как по дебитам: 1,5-15 м³/мин и более, - так и по концентрациям: 0,5 – 80 % и более).

(с) окупаемость затрат на производство работ по извлечению и сбыту метана за счет выбора оптимальных параметров технологических схем с учетом закономерностей поступления метана в дегазационные скважины;

(d) безопасность работ как с точки зрения устойчивости и безаварийного функционирования всего технологического комплекса системы добычи газа, так и с точки зрения обеспечения санитарно-гигиенических и экологических нормативов. При реализации такого стадийного подхода к извлечению метана в процессе освоения месторождения обеспечивается не только наиболее полное использование его природных ресурсов, но и повышается эффективность угледобычи, т.к. снижение газовыделения в атмосферу шахты позволяет существенно поднять уровень безопасности и производительности труда и снизить себестоимость работ.

16. С учетом принятого принципа трехстадийного подхода к извлечению метана, для дегазации разрабатываемых пластов наиболее рациональными являются комбинированные схемы с разнонаправленными скважинами. Для сближенных пластов – при глубинах разработки до 400-450 м - скважинами с поверхности, при больших – подземными скважинами из поддерживаемых выработок смежных пластов. Для выработанных пространств - при глубинах разработки до 400-450 м - скважинами с поверхности, при больших – подземными скважинами из выработок, сохраняемых на контакте с выработанным пространством (фланговые, вентиляционные, дренажные и др.) в сочетании с оптимальными аэродинамическими режимами.

17. Основные показатели извлечения метана по источникам его выделения из разгруженного горными работами массива приведены в табл.

Таблица : Основные показатели извлечения метана по источникам его выделения из разгруженного горными работами массива

Наименование показателя	Источник метана (объект дегазации)			
	Разрабатываемые пласты	Сближенные пласты (подработка)	Выработанные пространства	Комбинированные (комплексные схемы)
Средний дебит метана, м ³ /мин	До 3,0	16-20	10-17	-
Концентрация метана на устье скважины, %	95-100	80-90	10-80* ¹⁾	-
Концентрация метана на ВНС, %	35-45	35-40	8-70* ¹⁾	25-40
Радиус влияния скважины, м	10-15	От 20-25 до 140-260 *	80-120	-
Коэффициент дегазации, %	15-30	35-40	35-60 (до 95 *)	60-90

* при дегазации скважинами с поверхности

18. Эффективность добычи метана в зонах ведения горных работ существенно зависит от технологии угледобычи и качества выполнения работ по дегазации, т.е. соблюдения требований технологии. При квалифицированном выполнении работ по дегазации себестоимость попутной добычи шахтного метана не превышает стоимости добычи природного газа (в среднем около 8,8 долл. США на 1000 м³).

III. ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ ЗАБЛАГОВРЕМЕННАЯ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ДЕГАЗАЦИОННАЯ ПОДГОТОВКА (ЗДП) НЕРАЗГРУЖЕННОГО УГЛЕГАЗОНОСНОГО МАССИВА СКВАЖИНАМИ С ПОВЕРХНОСТИ НА ШАХТЕ ИМ. ЛЕНИНА В КАРАГАНДИНСКОМ БАССЕЙНЕ

19. Сущность технологии ЗДП заключается в заблаговременном извлечении метана угольных шахт через скважины, пробуренные с поверхности. Перед извлечением метана осуществляются работы по искусственному повышению проницаемости угольных пластов путем различных пневмогидродинамических, физико-химических и других активных воздействий на углегазонасную толщу.

20. С 1962 году различные модификации разработанной МГГУ технологии были внедрены более, чем на 20-ти шахтах Карагандинского и Донецкого угольных бассейнов.

21. Было доказано, что ЗДП шахтных полей при использовании гидрорасчленения угольных пластов скважинами с поверхности длится от 3 до 12 лет с извлечением до 5 млн.м³ метана с концентрацией 95-100% из одной скважины без учета дополнительного последующего извлечения метана после разгрузки массива при ведении горных работ.

22. ЗДП шахтных полей может обеспечивать снижение газообильности горных выработок на 75 – 80%.
23. Все принципиальные элементы технологии заблаговременного извлечения метана защищены более, чем 90 авторскими свидетельствами и патентами.
24. Патенты МГГУ защищают на территории Российской Федерации все основные технологические приемы и операции в области заблаговременной дегазационной подготовки угольных месторождений.
25. МГГУ (МГИ) является разработчиком основных нормативных документов в данной области, в частности, отраслевых руководств, методик, типовых и техно-рабочих проектов.
26. По опыту Карагандинского угольного бассейна, на шахтах которого применяется более 20-ти способов дегазации, эффективная дегазация непосредственно угольного пласта становится неизбежным этапом комплексной дегазации при нагрузках на очистной забой более 5 тыс. т/сутки. Эффективность подземной пластовой дегазации весьма ограничена в условиях низкой проницаемости на больших глубинах разработки (что особенно характерно для Воркутинского месторождения) и в связи с недостатком времени на извлечение метана, а также невозможностью интенсифицировать этот процесс искусственным повышением проницаемости активными инженерными воздействиями вблизи горных выработок. Единственной альтернативой в этом случае становится ЗДП шахтных полей скважинами с поверхности.
27. Основные технологические аспекты ЗДП заключаются в следующем.
28. Дегазация на основе гидрорасчленения угольных пластов применяется в условиях разработки угольных пластов с природной газоносностью более 10 м³/т при их залегании в водонепроницаемых породах не ниже средней устойчивости.
29. Заблаговременная дегазация (ЗДП) осуществляется при сроке извлечения метана более 3 лет (желательно 5 – 7 лет), предварительная дегазация (ПДП) (как варианты - самостоятельно или в сочетании с пластовыми скважинами) – при сроке дегазации до 3 лет.
30. Технологическая схема дегазации включает три основных этапа: I – гидродинамическое воздействие; II – освоение скважин (удаление рабочей жидкости из пласта с помощью насосов или пластовых скважин, извлечение газа); III – откачка газа из выработанного пространства после подработки скважин очистными работами (рис. 1).
31. Скважины при заблаговременной дегазации закладываются на расстоянии не менее 300 м от действующих пластовых выработок по направлению основной системы природных трещин угольных пластов и не более радиуса влияния от тектонических нарушений с амплитудами, превышающими мощность обрабатываемого пласта.

32. Скважины при заблаговременной дегазации закладываются на расстоянии не менее 300 м от действующих пластовых выработок по направлению основной системы природных трещин угольных пластов и не более радиуса влияния от тектонических нарушений с амплитудами, превышающими мощность обрабатываемого пласта.

IV. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАБЛАГОВРЕМЕННОЙ ДЕГАЗАЦИОННОЙ ПОДГОТОВКИ НА ПОЛЕ ШАХТЫ ИМ. В.И. ЛЕНИНА

33. Достоверно доказать экономическую обоснованность и состоятельность заблаговременной подготовки позволили последние работы на поле шахты им. Ленина в Карагандинском угольном бассейне, где скважины с поверхности функционировали более 8 лет и продолжают функционировать по извлечению метана из особовыбросоопасного мощного пласта Д₆. За 8 лет из 14 скважин было извлечено более 18 млн. м³ 100% -го метана, что позволило снизить газоносность пласта на 6–9 м³/т. Извлечение газа продолжается, ряд скважин в настоящее время имеет дебит более 1–2 м³/мин.

34. Экономическая эффективность этих работ определена следующими факторами.

(а) Сокращением проведения на 1500 м парных бремсбергов по восточному крылу пласта Д₆, только на 50 % обработанных ГРП запасах, стоимостью 24 млрд. руб.

(б) Ростом добычи угля в зонах ГРП. По существующей методике, извлечение средствами дегазации 1 млн. м³ метана обеспечивает дополнительную добычу 22,5 тыс. т. угля. Следовательно, заблаговременный каптаж 20 млн. м³ газа обеспечивает дополнительную добычу 450 т угля, что даже при 25 % вкладе дегазации приносит 18 млрд. руб.

(с) Из скважин ГРП начата утилизация метана на обогревателе нового клетьевого ствола, что в три отопительных сезона. обеспечивало сжигание 1600 тыс. м³ газа, эквивалентного 3 тыс. т угля стоимостью более 4 млн. руб.

35. Общий экономический эффект составляет только по этим трем факторам 46 млн. руб. При затратах 14 скважин ГРП в настоящих ценах. 6 млн. руб. экономическая эффективность применения проведенных работ по заблаговременному извлечению метана на шахте им. Ленина составляет 40 млн. руб.

36. Кроме указанных положительных факторов необходимо отметить повышение безопасности ведения горных работ в зонах ГРП. Кроме снижения газообильности горных выработок отмечено существенное улучшение выбросоопасной ситуации. При ведении горных работ на этом участке шахтного поля на пласте Д₆ было зарегистрировано 106 газодинамических явлений различной интенсивности, причем практически все – вне зоны влияния скважин ГРП, в том числе последний внезапный выброс, явившийся причиной гибели 3 шахтеров.

37. Экологический аспект проводимых работ также однозначно положителен. На организованном на шахте им. Ленина образцовом объекте по утилизации метана полезно используется в настоящее время 20 м³/мин метана, а в ближайшей перспективе

планируется использовать $60 \text{ м}^3/\text{мин}$, из которых $40 \text{ м}^3/\text{мин}$ – метан, извлекаемый из скважин ГРП. Отметим, что утилизация 510 м^3 метана дает экономию одной тонны энергетического угля и сокращает на 55 кг экологически вредные выбросы в атмосферу.

38. Полученные достоверные и представительные доказательства эффективности заблаговременной дегазации через скважины с поверхности позволили угольному департаменту АО «ИСПАКАРМЕТ», основанному на базе б. ПО «Карагандауголь», принять программу развития данного направления, предусматривающую бурение в ближайшие годы 150 скважин в Карагандинском бассейне, и в последние 7 лет программа неукоснительно выполняется.

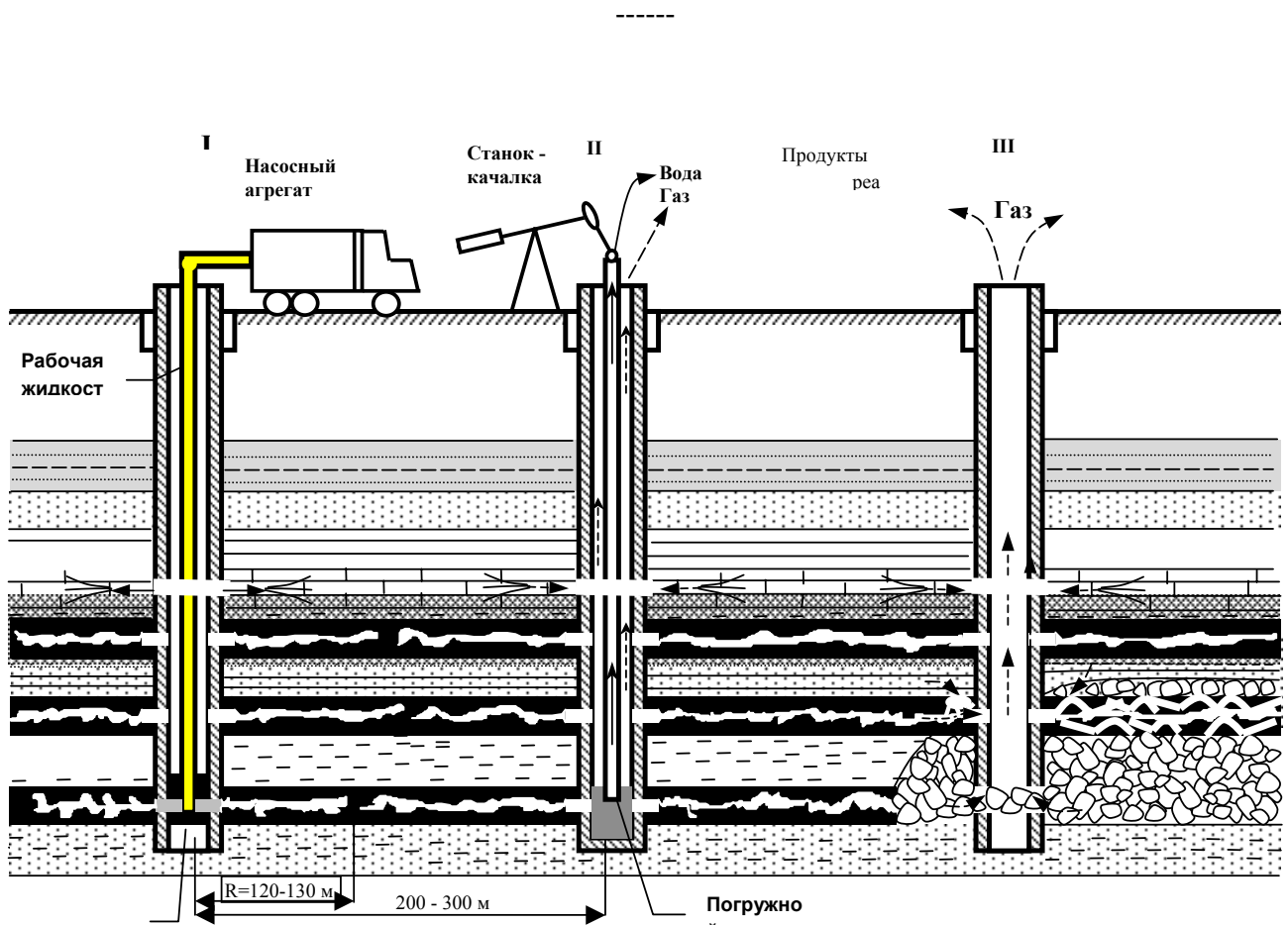


Рис. 1. Поэтапная технология дегазации свиты угольных пластов скважинами с поверхности:
I – ГРП и другие активные воздействия на неразгруженную свиту пластов; II – освоение скважин (извлечение воды и метана); III – дегазация подработанного массива