

МЕТАН ЗАКРЫТЫХ ШАХТ – ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Розглянуті проблеми, які виникають при освоєнні техногенних покладів метану закритих шахт та відпрацьованих ділянок діючих шахт. Запропоновані шляхи їх вирішення з урахуванням геологічних особливостей гірничого масиву.

METHANE OF THE CLOSED MINES - PROBLEMS AND DECISIONS

The problems arising at development of methane deposits of abandoned mines and fulfilled sites of working mines are considered. The ways of their decision are offered in view of geological features of a mining massif.

Работы по извлечению метана из выработанного пространства закрытых угольных шахт и отработанных горизонтов действующих шахт, с целью использования его в качестве сырья для производства электроэнергии проводятся в настоящее время в США, Германии, Англии и других странах. Накопленный опыт работ подтверждает перспективность и экономическую эффективность добычи и утилизации этого ценного энергоносителя. Так, например, в Германии, фирмой «Minegas», на производственной площадке восточного ствола закрытой шахты “Хуго”, осуществлен проект по добыче шахтного метана и выработке электроэнергии (Рис. 1).

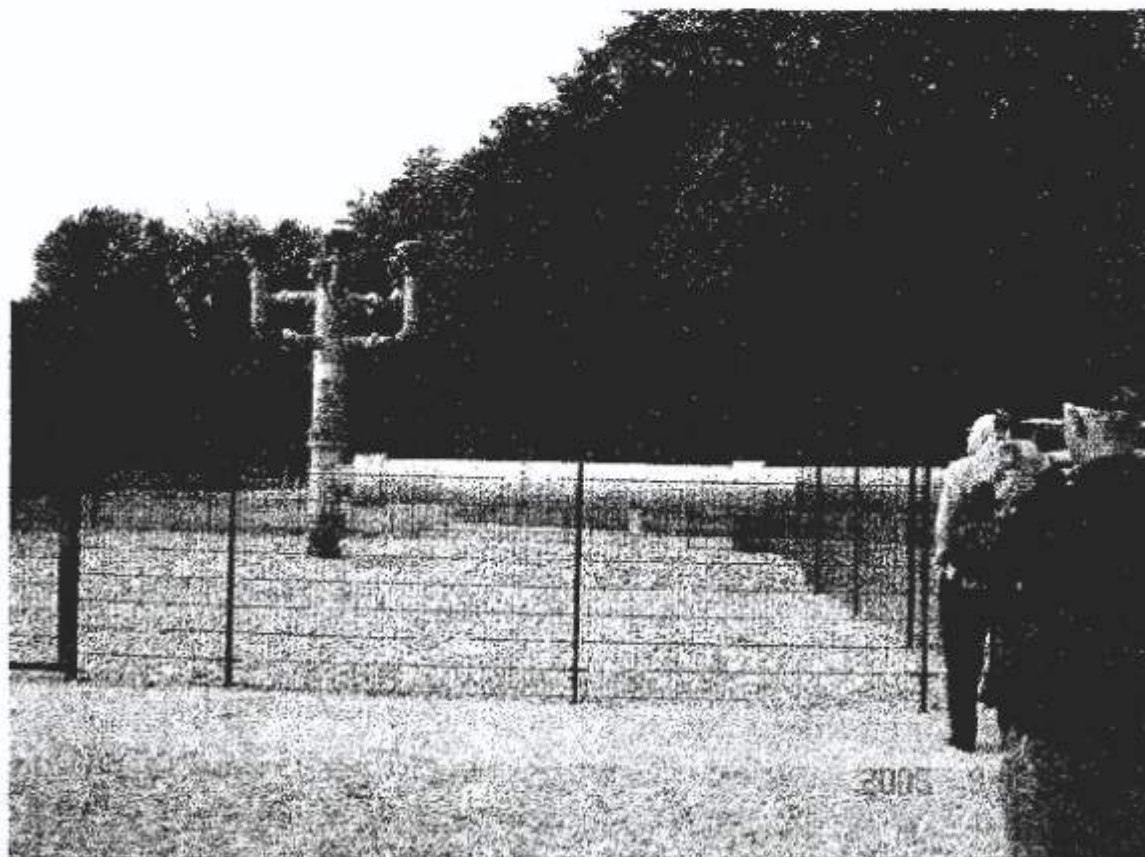


Рис. 1 – Засыпанный ствол закрытой шахты «Хуго Ост», с выводом трубопровода для откачки метано-воздушной смеси

Оборудование, обеспечивающее выработку 64 млн. кВт-час. электроэнергии в год, располагается в 6 контейнерах-модулях, которые с помощью манифольда – трубопровода соединены с центральным газоподающим трубопроводом, оставленным в стволе (Рис. 2). Ежегодно из ствола откачивается примерно 35 млн. м³ метано-воздушной смеси с концентрацией метана 50 % и более, которая полностью используется для выработки электроэнергии.

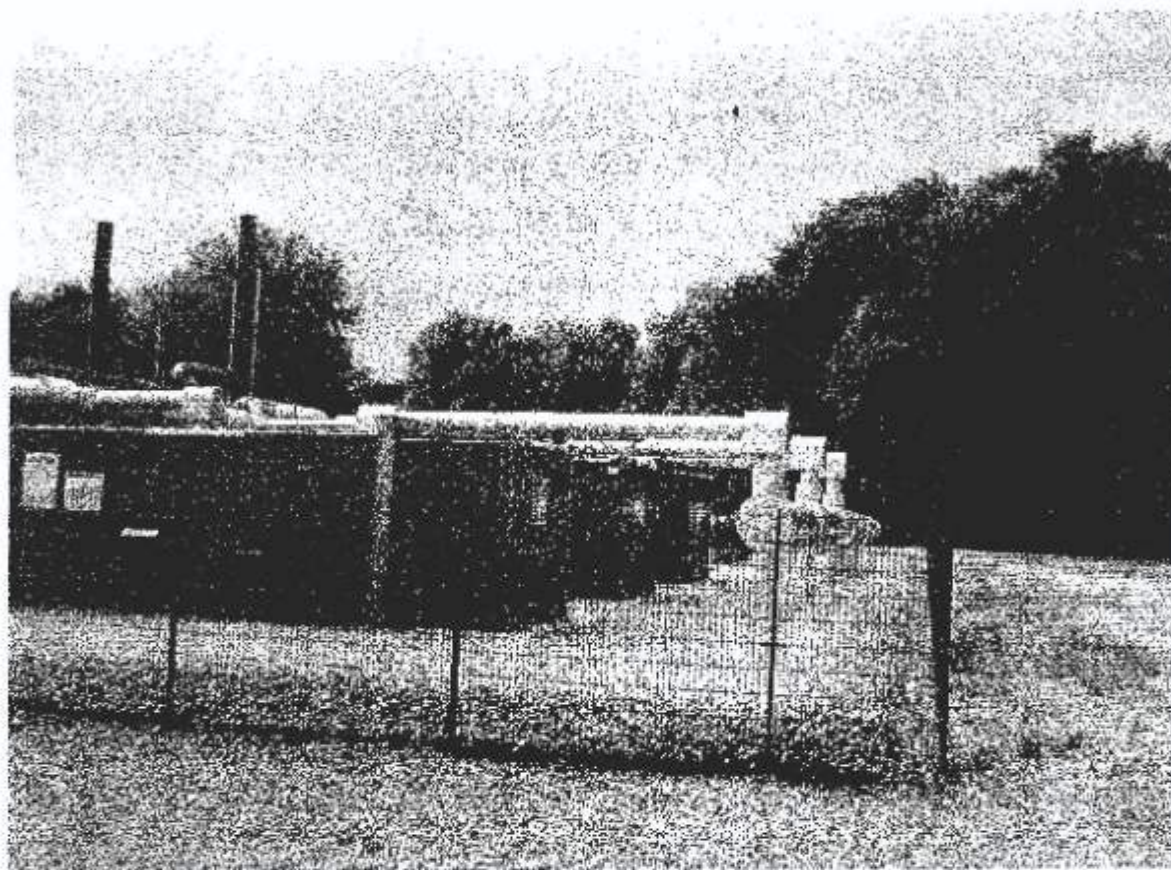


Рис. 2 – Отдача шахтного газа от ствола к расположенным в контейнерах вакуумным насосам и энерго-модулям

В каждом модуле расположен вакуумный насос (Рис. 3), обеспечивающий топливом, в данном случае метано-воздушной смесью, работу одного дизель-генератора. Производительность насоса составляет 10–15 м³ в минуту. Использование блочной компоновки «вакуумный насос – дизель-генератор», делает более гибкой систему управления энергоустановкой и облегчает ее эксплуатацию. Шахта «Хуго» закрыта 5 лет тому назад и на протяжении всех этих лет добываемый шахтный метан обеспечивает работу 6 дизель-генераторов фирмы GE-Jenbacher, мощностью 1,3 МВт каждый, общей установленной мощностью 8 МВт.

Правительство Германии установило определенные стимулы для поощрения деятельности по утилизации шахтного газа метана. За каждый выработанный из шахтного газа метана киловатт-час электроэнергии правительство платит 7,7 евро-центов, при стоимости обычной электроэнергии 5 евро-центов/киловатт-час.

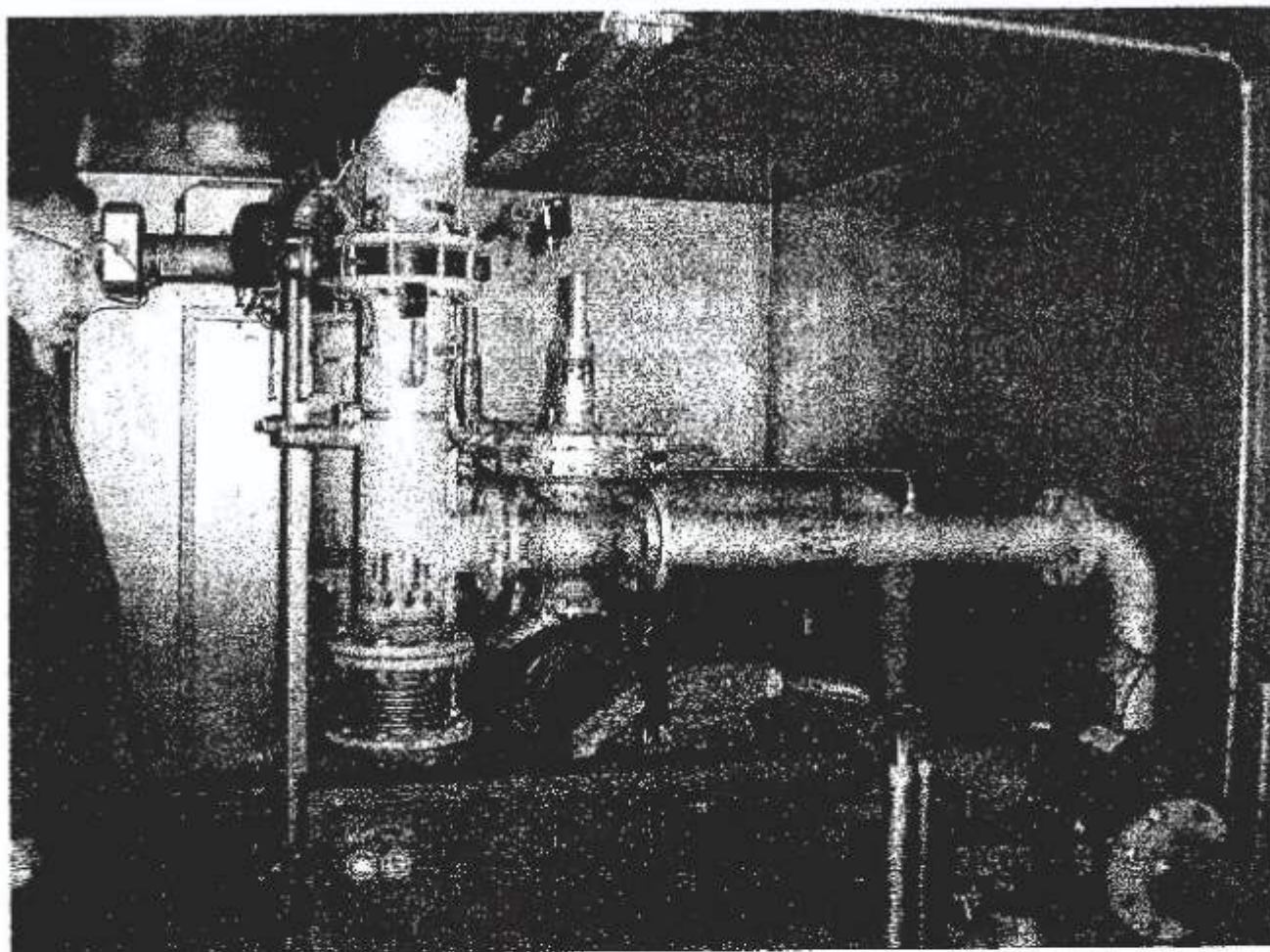


Рис. 3 – Вакуумный насос, обеспечивающий откачивание метано-воздушной смеси

Анализ результатов многолетних работ зарубежных специалистов по добыче и утилизации газа метана закрытых шахт и отработанных участков действующих шахт [1], позволяет отнести к наиболее распространенным, следующие технологии извлечения метана:

- через скважины, пробуренные на горный массив, ранее подработанный очистными выработками;
- через скважины, пробуренные на старые горные выработки;
- через трубы, оставленные в ликвидированных стволах закрытых шахт.

Следует отметить, что под выработанным пространством понимается подработанный и надработанный лавами массив горных пород пересеченный старыми, не поддерживаемыми горными выработками. В горном массиве, после отработки угольного пласта, происходят процессы растрескивания и разуплотнения пород, улучшение проницаемости и фильтрационно-емкостных характеристик пород, залегающих на определенном расстоянии над и под отработанным угольным пластом. Процессы трещинообразования способствуют увеличению подвижности метана и воды в горном массиве. Метан из угольных пластов, пропластков и рассеянной органики переходит из сорбированного состояния в свободное и становится более подвижным в открытых порах и трещинах. В песчаниках, подвижность метана в открытых

порах и трещинах увеличивается за счет улучшения проницаемости при разгрузке массива от горного давления. Давление газа в породах при этом снижается. Обычно на угольных месторождениях Донбасса давление газа в порах пород, до отработки угольного пласта, составляет 80–90 % от гидростатического [2]. В процессе разработки угольного пласта часть метана дренирует в горные выработки, а часть метана остается в выработанном пространстве. Рассматривая выработанное пространство как систему каналов разной проницаемости, можно предположить, что эта система имеет фрактальный характер, обеспечивающий наполнение метаном крупных каналов (старые горные выработки) за счет дренажа многочисленных мелких каналов (трещины и поры пород). Такой механизм формирования техногенных залежей метана подтверждается зарубежной практикой, которая использует старые горные выработки, как своеобразные газонакопители, из которых метан откачивается принудительно с помощью вакуумных насосов. Технология предусматривает соблюдение баланса между количеством метана, который дренируется из пород выработанного пространства в старые горные выработки и его количеством, которое извлекается на поверхность.

О наличии метана в породах – коллекторах подработанного горного массива под давлением газа свидетельствует ряд фактов.

При опробовании подработанных песчаников в скважине 776-Т, пробуренной в 2001 году на Чайкинском полигоне, наблюдалось увеличение давления в них газа вверх по разрезу скважины (Рис. 4).

Скважина 776-Т пробурена на глубину 598 м. Забой скважины расположен над небольшим целиком, оставленном при отработке в 1986 году угольного пласта m_3 (глубина 620 м). Однако, учитывая небольшие размеры этого целика и характер газовыделения в скважину, нет твердой уверенности в том, что скважина вскрыла не подработанный массив. Давление газа, замеренное в песчанике $m_5^1Sm_6$, залегающем в интервале глубин 400 – 425 м, составляет 16 атм., а в песчанике M_5Sm_5 , залегающем в интервале глубин 470 – 496 м, составляет 12 атм.

Скважина 776-Т до глубины 502 м обсажена трубами диаметром 245 мм. Однако эти трубы были зацементированы только до глубины 103 м. Практически 500 м ствола скважины оставались открытыми для притока в скважину воды из вышележащих горизонтов. При исследовании скважины 776-Т были получены притоки метана (максимальный – 1600 м³/сутки, средние – около 700 м³/сутки), однако только при снижении уровня воды путем откачек ее из скважины.

Работы по испытанию скважины 776-Т проводило объединение Укруглегеология, а руководство осуществлял Центр альтернативных видов топлива. Это была одна из первых попыток извлечения метана техногенных залежей в Донбассе. Однако, в силу разных причин и, в первую очередь, из-за неудачной конструкции скважины, получить положительный результат не удалось.

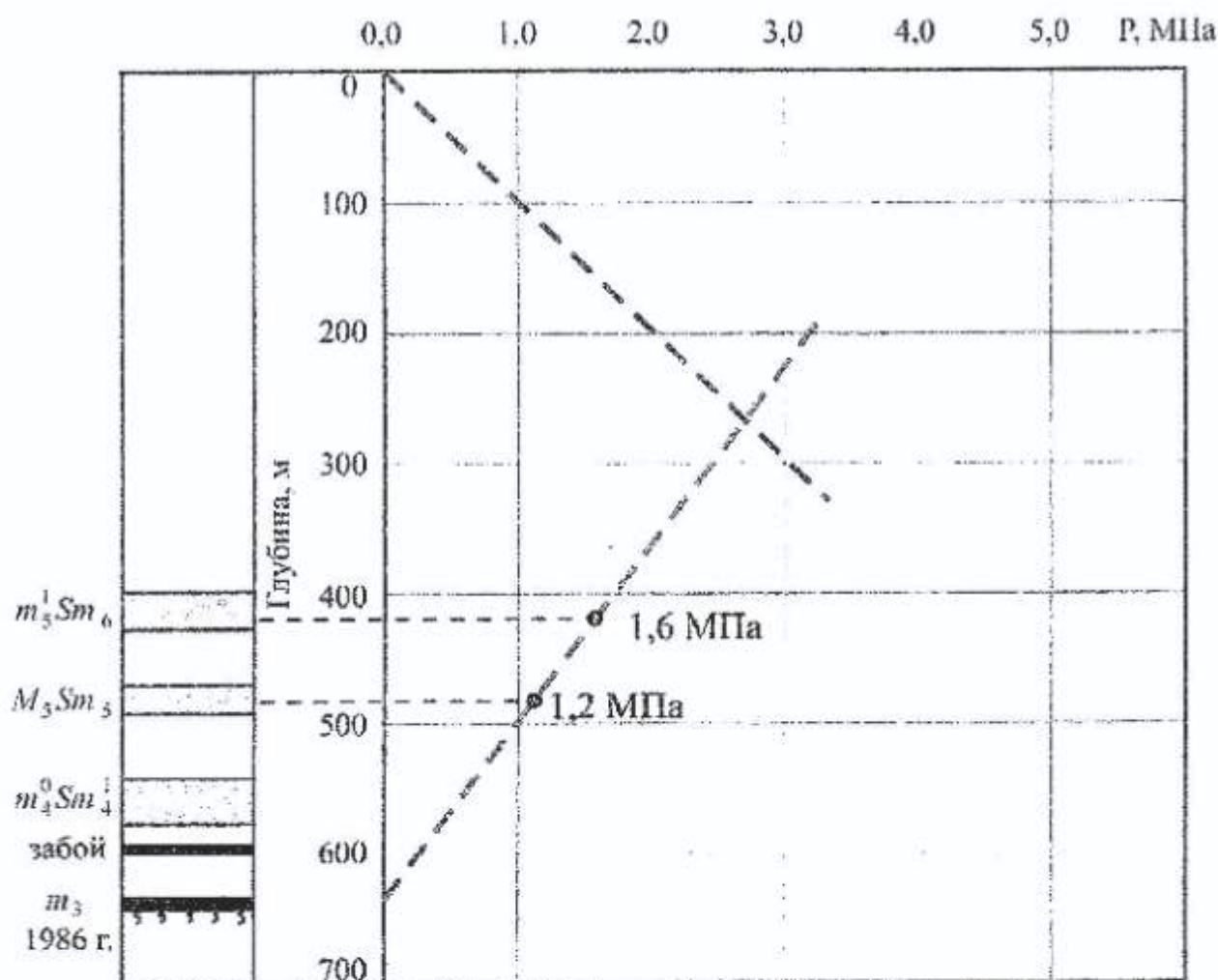


Рис. 4 – Изменения давлений газа в песчаниках скважины 776-Т, пробуренной на поле шахты Чайкино-Глубокая

Тенденция увеличения давления флюидов, насыщающих песчаники, вверх по разрезу от отработанного ранее угольного пласта, наблюдалась также по результатам экспериментальных работ, проведенных в скважине МТ 347 на поле шахты им. А.Ф. Засядько (Рис. 5).

В скважине МТ 347 в 2006 году были выполнены замеры давления флюидов в ранее подработанных песчаниках $m_4 Sm_4^1$ и $m_4^2 SM_5$. Забой скважины располагался в песчанике $m_4 Sm_4^1$ на глубине 776 м, выше отработанной в 1979 году 7 западной лавы пласта m_3 . Глубина отработки угольного пласта m_3 в районе скважины МТ 347 составляет 816 м. Мощность песчаника $m_4 Sm_4^1$ по разрезу ближайшей скважины № 3391 составляет 50 м, а по каротажу, проведенному в скважине МТ 347, кровля этого песчаника расположена на глубине 746,5 м. Выше по разрезу, в интервале глубин 687–710 м располагается песчаник $m_4^2 SM_5$.

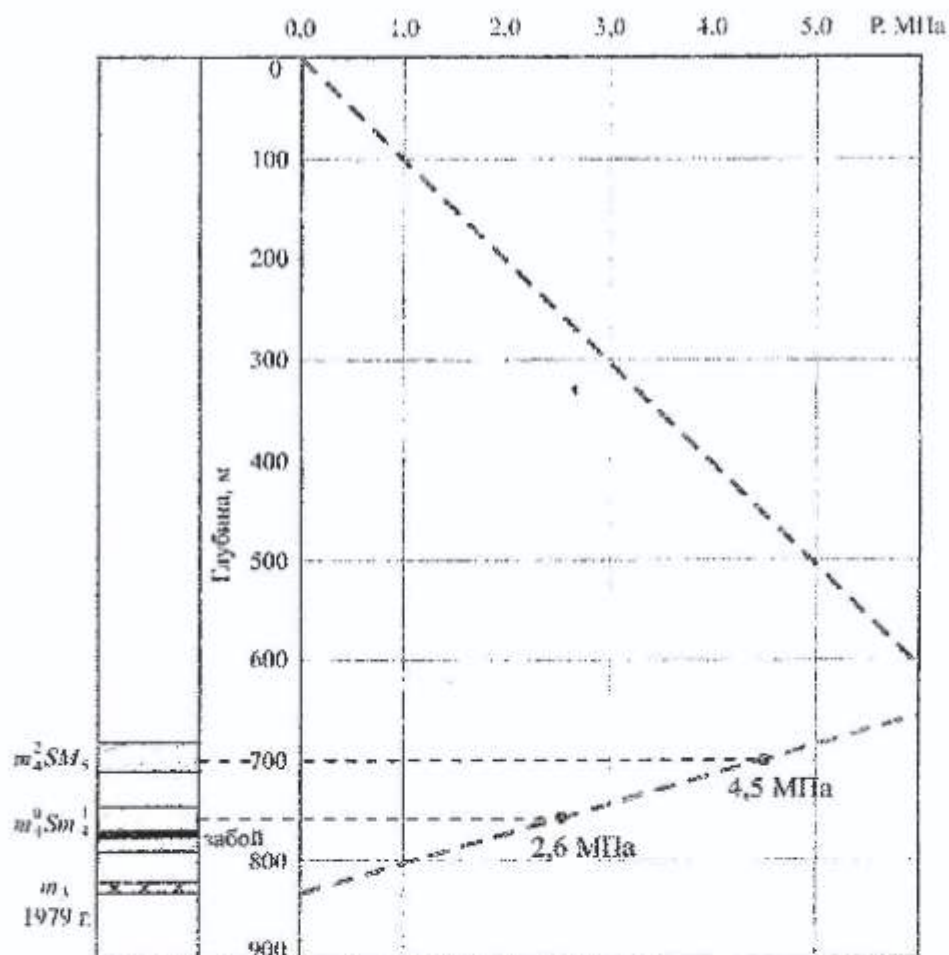


Рис. 5 — Изменения давлений газа в песчаниках скважины МТ-347, пробуренной на поле шахты имени А.Ф. Засядько

Результаты испытаний песчаников $m_4 Sm_4^1$ и $m_4^2 SM_5$, проведенные в открытом стволе скважины МТ 347, показали, что давление флюида (Р) в песчанике $m_4 Sm_4^1$ составляет 2,59 МПа, а в песчанике $m_4^2 SM_5$ — 4,51 МПа. Средняя глубина вскрытой части песчаника $m_4 Sm_4^1$ составляет 747,5 м, а песчаника $m_4^2 SM_5$ — 700 м. После подработки горными работами, давление флюида в песчанике $m_4 Sm_4^1$ уменьшилось и составило 34,6 % от гидростатического, а в песчанике $m_4^2 SM_5$ — 64,4 % от гидростатического. Если принять, что давление газа (флюида) в нетронутом горными работами массиве составляет 85 % от гидростатического, то в песчанике $m_4 Sm_4^1$, до подработки его горными работами, давление газа должно было быть 6,35 МПа, а в песчанике $m_4^2 SM_5$ — 5,95 МПа. После подработки давление в песчаниках уменьшилось и составило, в этом случае, 40,8 % и 75,8 % от первоначального расчетного в песчаниках $m_4 Sm_4^1$ и $m_4^2 SM_5$, соответственно. Расчет объема метана, оставшегося в песчанике $m_4 Sm_4^1$ после его подработки, выполненный по

нашей методике [3] показал, что он также составляет примерно 40 % от первоначального объема.

До подработки, в пределах 200-метрового радиуса, запасы метана в песчанике $m_4Sm_4^1$ составляли 8,37 млн. м³, после подработки, запасы метана могут составить 3,4 млн. м³, или 40,6 % от первоначальных запасов.

В качестве исходных данных для расчета газодинамических параметров песчаника $m_4Sm_4^1$ в скважине МТ 347, приняты: радиус дренирования скважины ($R_{др.}$) – 200 м; пористость открытая ($K_{о.п.}$) – 5,5 %; пористость песчаника эффективная до подработки ($K_{эф.д.}$) – 2,1 %, после подработки – 5,5 %; мощность песчаника эффективная до подработки ($h_{эф.}$) – 50 м, после подработки – 19 м, давление газа (Р) до подработки составляло 6,35 МПа, после подработки – 2,59 МПа. После подработки, в песчанике $m_4Sm_4^1$ формируется газо-водяной контакт, за счет гравитационного разделения газа и воды, вследствие чего газ перетекает в верхнюю часть песчаника, а вода в нижнюю. В этом случае, значение пористости эффективной увеличивается, а эффективной мощности уменьшается.

Проницаемость песчаника $m_4Sm_4^1$, рассчитанная по установленной ранее для условий шахты им. А.Ф. Засядько зависимости между эффективной пористостью и проницаемостью [4], составляла, до подработки, – 0,0619 мд, а после подработки – 2,46 мд. Фактические значения проницаемости могут отличаться от теоретических и характеризоваться меньшими значениями из-за коагуляции пор песчаника в прискважинной зоне глинистыми частицами и фильтратом бурового раствора. Наличие жидких флюидов в прискважинной зоне может быть устранено путем откачек воды методом сваблирования или периодических выдавливаний воды воздухом. Максимально возможные дебиты, рассчитанные теоретически для идеально благоприятных условий, составляют 5000 м³ в сутки. Реальные дебиты могут составлять 500 – 1000 м³ в сутки, аналогично дебитам подработанных скважин, через несколько месяцев их работы.

Имеющийся опыт свидетельствует о принципиальной возможности прогнозирования горно-геологических условий, благоприятных для накопления техногенных залежей метана, выборе методов испытания, технологий извлечения, параметров разработки и освоения техногенных месторождений метана.

Следует отметить, что такие факторы, как глубина, литология и тектоника, которые контролируют природную газоносность пород, оказывают существенное влияние на формирование техногенных месторождений метана. Глубина залегания, с одной стороны, контролирует природную газоносность пород и углей, а с другой, определяет горное давление, которое отрицательно влияет на газопроницаемость пород. Угленосность разреза и степень углефикации определяют газоносный потенциал углепородного горного массива. Литогенетический тип породы, ее мощность, степень

постдиагенетических преобразований, в комплексе определяют газоемкостные характеристики природного коллектора и, в меньшей степени, проницаемость коллектора. Речь, в первую очередь идет о песчаниках, которые, сохраняя и развивая коллекторские свойства, остаются основными коллекторами и в техногенных залежах. Тектоника оказывает существенное влияние на формирование природной нарушенности и, как следствие, определяет проницаемость пород. Складки, нарушенные и трещинные зоны, разрывные нарушения увеличивают газопроницаемость подработанного массива и контролируют сохранность газа в техногенном коллекторе. Подтверждением этого могут служить результаты эксперимента, проведенного в 2004 году при испытании подземной дегазационной скважины, пробуренной в зоне повышенной трещиноватости в западной части пласта m_3 поля шахты имени А.Ф. Засядько (Рис. 6).



Рис. 6 – Положение подземной дегазационной скважины, пробуренной в зоне повышенной трещиноватости (выкопировка из плана горных выработок по пласту m_3 западной части поля шахты имени А.Ф. Засядько)

Скважина бурилась вертикально вверх из горной выработки – Западный коренной штрек горизонта 1235 м, который пройден под отработанной в 2000 году 14 Западной лавой пласта m_3 (на 4 м ниже подошвы отработанного пласта m_3). При глубине скважины 80 м, когда ее забой вскрыл подошву песчаника $m_4^0 Sm_4^1$, из скважины пошел газ метан. На глубине 180 м скважиной вскрыт

скважины начало проявляться уже при подходе лавы к забою скважин на расстояние 60 м, хотя обычно такие скважины начинают работать после их подработки лавой. Во-вторых, начальные дебиты метана превысили 20 тысяч м³/сутки. В-третьих, скважины работали устойчиво с дебитом 4–5 тыс. м³/сутки, длительное время, с рабочим давлением 0,8–1,1 МПа.

Приведенные примеры убедительно свидетельствуют о необходимости учета природных геологических условий и факторов при организации работ по освоению техногенных залежей метана.

Параметры извлечения метана, поступающего в скважину из пород разуплотненного и неравномерно нагруженного горного массива в зоне старых очистных работ, существенно зависят от фильтрационных свойств пород в этой зоне. С одной стороны, бурение скважин на ранее подработанный горными выработками массив не связано со сложными и дорогостоящими технологиями направленного бурения, с другой, извлечение метана ограничено фильтрационными свойствами пород и требует применения вакуумных насосов с повышенными разрежениями при всасывании. В Германии, несмотря на ограниченный опыт применения (всего одна скважина), данную технологию считают не перспективной [1]. На наш взгляд, именно в этом случае необходимо выбирать местоположение скважин с учетом геологических условий, благоприятных для накопления техногенных залежей.

Не менее важным является учет техногенных факторов. К техногенным факторам относятся: вынимаемая мощность разрабатываемого угольного пласта, длина лавы, геометрия выемочного столба, время его отработки, применение дегазации, в том числе поверхностными скважинами, способ управления кровлей, применявшийся при отработке лавы. Все эти факторы влияют на характер протекания геомеханических процессов в горном массиве, обуславливающих изменение газопроницаемости пород вследствие как трещинообразования, так и уплотнения.

Термин «техногенная залежь метана на угольных месторождениях» означает скопление природного метана в коллекторе, формирование которого происходило под действием природных и техногенных факторов. Определенное влияние оказывали и горно-геологические условия, и напряженно-деформированное состояние горного массива, и время.

Научно обоснованный учет и комплексная оценка влияния природных и техногенных факторов позволят надежно прогнозировать и уверенно планировать работы по организации освоения техногенных залежей метана.

Наибольшее распространение на западе приобрела технология, по которой газ откачивается вакуумными насосами через скважины, пробуренные на старые горные выработки. Газ поступает в старые горные выработки из пород разуплотненного и неравномерно нагруженного горного массива в зоне старых очистных работ с больших площадей контакта этих пород с пустотами завальной части. В этом случае газ фильтруется не только по площади пересечения поверхности скважины с техногенным коллектором, но и по всей площади поверхности пустот, оставшихся от старых горных выработок, в

результате чего увеличивается площадь, с которой газ фильтруется из пород в пустоты, сообщающиеся со скважиной, растет радиус контура питания скважины газом и, как следствие, появляется возможность откачивать большие объемы газа длительное время.

Однако при этом возникают проблемы, решение которых вызывает определенные трудности, а именно:

1) – определение точного местонахождения старых горных выработок по старым планам горных работ;

2) – использование направленного бурения для вскрытия скважинами старых горных выработок;

3) – изолированность вскрываемых горных выработок от попадания атмосферного воздуха;

4) – затопленность, или обводненность старых горных выработок.

Как правило, верхняя, вертикальная часть ствола направленной скважины бурится роторным способом, а нижняя, направленная на вскрытие горной выработки, с помощью забойного двигателя. Во всех случаях стволы скважин обязательно обсаживаются трубами, что препятствует обрушению пород в скважину и сокращению срока ее работы. Участок ствола скважины, пересекающий техногенный коллектор и горную выработку перекрывается фильтром, который представляет собой перфорированные обсадные трубы.

Извлекаемый с помощью вакуумных насосов газ, на первых этапах его откачки содержит небольшие концентрации метана, которые со временем достигают 50 – 70 %, что позволяет использовать его в газогенераторных установках для выработки электроэнергии. Время достижения рабочих концентраций метана в откачиваемом газе зависит от горно-геологических условий, качества изоляции скважины и возраста старых горных работ.

В условиях шахты им. А.Ф. Засядько, на больших глубинах, возможно наличие техногенных залежей с избыточным давлением газа. На начальных этапах их эксплуатации возможно использовать режим фонтанирования, а в дальнейшем, по мере падения давления и истощения залежи, переходить на режим принудительного извлечения метана путем вакуумирования и, таким образом, увеличить объемы извлекаемых запасов техногенного метана.

В пределах горного отвода шахты им. А.Ф. Засядько имеются значительные площади, на которых угольные пласты отработаны. Практически по всему шахтному полю, примерно на площади 10 км^2 отработан угольный пласт p_1 . На значительной территории, примерно на площади 4 км^2 отработан угольный пласт m_3 . Имеются небольшие участки, на которых отработаны угольные пласты: k_8 , ℓ_1 , ℓ_4 .

Согласно нашим расчетам, запасы техногенного газа метана в массиве горных пород, подработанных и надработанных очистными выработками по угольному пласту p_1 на поле шахты, составляют 830 млн. м^3 . Запасы техногенного газа метана в массиве горных пород, подработанных и надработанных очистными выработками по угольному пласту m_3 на поле шахты, составляют 460 млн. м^3 . Извлекаемые запасы составляют: 500 млн. м^3

по горному массиву, в котором отработан угольный пласт n_1 и 340 млн. m^3 , по горному массиву, в котором отработан угольный пласт m_3 .

Параметры работы единичной скважины, пробуренной на горную выработку, с учетом радиуса ее влияния 200 м и протяженности горной выработки, на которую она пробурена – 400 м, составляют:

по горному массиву, в котором отработан угольный пласт n_1 , запасы метана, приходящиеся на одну скважину, составляют 13,3 млн. m^3 , извлекаемые запасы – 8 млн. m^3 , начальные дебиты – 5,7 m^3 /мин, конечные дебиты – 1 m^3 /мин, время работы скважины – 6 лет;

по горному массиву, в котором отработан угольный пласт m_3 , запасы метана, приходящиеся на одну скважину, составляют 18,5 млн. m^3 , извлекаемые запасы – 13,5 млн. m^3 , начальные дебиты – 11,5 m^3 /мин, конечные дебиты – 1 m^3 /мин, время работы скважины – 7 лет.

Дебиты рассчитаны по чистому (100 %) метану, с учетом его извлечения с помощью вакуумных насосов. Рассматривались площади, на которых можно разместить новые скважины или использовать стволы старых скважин, с последующим добуриванием их наклонно, до вскрытия горных выработок и обсадкой фильтром. Для направленного наклонного бурения, с целью вскрытия старых горных выработок, можно использовать установки колтюбингового бурения.

Шахта обладает достаточными мощностями установленных на поверхности вакуумных насосов, которые можно было бы подключить к таким скважинам для их освоения и эксплуатации. Один вакуумный насос установочной мощности 150 m^3 /мин, с рабочей мощностью 100–120 m^3 /мин, мог бы обслуживать 5 скважин (с начальным дебитом газа 20–24 m^3 /мин и содержанием метана в смеси 50 %).

Отметим, что для работы одного агрегата мощностью 3,035 Мвт необходимо 6,32 млн. m^3 чистого метана в год, или 13,16 m^3 /мин чистого метана (43,87 m^3 /мин смеси, если в смеси его будет 30 %). Такое количество могут обеспечить 2 – 3 скважины, работающие на извлечение техногенного метана. Исходя из геологических условий и технических возможностей расположения скважин, на шахтном поле можно эксплуатировать до 90 объектов, с учетом организации последовательного вовлечения в работу одной скважины нескольких объектов. Значительные объемы извлекаемых запасов техногенного метана (840 млн. m^3) могут обеспечить работу 8 агрегатов мощностью 3 Мвт в течение 16 лет. Выполненные ориентировочные расчеты показывают, что вовлечение в эксплуатацию техногенного метана является существенным дополнением к объемам газа, извлекаемого скважинами подземной дегазации.

Для уточнения расчетов крайне необходимо провести экспериментальные работы, включающие бурение и промышленные испытания работы скважин на метан техногенных залежей. Выбор местоположения скважин должен базироваться на детальном анализе литологических факторов и тектонических условий залегания пород, пликтивной и дизъюнктивной нарушенности,

техногенных параметров обработки угольных пластов, повлиявших на формирование техногенных залежей метана.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шлютер Р., Камински М. Каптаж скважинами шахтного метана в районах оставленных горных работ// Глокауф. – 2006. – 1(2). – с. 38 – 42.
2. Забигайло В.Е., Лукинов В.В., Широков А.З. Выбросоопасность горных полрод Донбасса. Киев.: Наук. думка, 1983. 286 с.
3. Лукинов В.В., Фичев В.В., Клец А.П. Принципы оценки ресурсов извлекаемого метана из подработанной угленосной толщи. Геотехническая механика. – Днепропетровск, 2002. – Вып. 32. – с. 30-40.
4. Лукинов В.В., Клец А.П., Бобрышев В.В., Гуня Д.П., Капланец Н.Э., Фичев В.В. Фильтрационные параметры коллектора - угленосного массива подработанного горными выработками. Геотехническая механика. – Днепропетровск, 2002. – Вып. 37. – с. 74-79.

УДК 622.831(088.8)

Д-р геол.-мин. наук В.В. Лукинов,
канд. техн. наук А.П. Клец
(ИГТМ НАН Украины),
канд. техн. наук И.А. Ефремов,
канд. техн. наук Б.В. Бокий
(шахта им. А.Ф. Засядько)

ЭЛЕМЕНТЫ ТЕХНОЛОГИИ СПОСОБА ОПЕРЕЖАЮЩЕЙ ДЕГАЗАЦИИ ПОРОД КРОВЛИ ВЫСОКОНАГРУЖЕННЫХ ЛАВ

Викладено результати робіт з розроблення технології способу випереджаючої дегазациї порід покрівлі високонавантажених лав, та запропонована позиція цього способу в класифікації дегазацийних заходів.

ELEMENTS OF TECHNOLOGY THE METHOD PASSING AHEAD DEGASSING OF ROOF BREEDS THE HIGH-LOADED LAVAS

The results of works on development of technology the method passing ahead degassing of roof breeds the high-loaded lavas are expounded, and position of this method in classification of decontamination measures is offered.

В 60-70 годы прошлого столетия в угольной промышленности СССР начала внедряться добычная техника нового поколения, позволяющая добывать 1000 и более тонн угля в сутки из одного очистного забоя. На участках с высокой газоносностью угля и пород повышение нагрузок на лавы сдерживалось «газовым фактором» – вентиляционные системы не обеспечивали нормативные параметры шахтной атмосферы. Были начаты активные научно-исследовательские и внедренческие работы по дегазации угольных пластов и пород. Анализ этих работ [1, 2, 3] показывает их хорошие результаты и эффективность. Тогда же впервые была предложена и одобрена специалистами горного дела классификация способов дегазации угольных пластов и пород.

По виду воздействия на дегазуемый массив способы разделили на пассивные (вакуумирование дегазационных скважин) и активные (механическая, гидравлическая, физико-химическая, тепловая и другие виды