

Секція 1

ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУТКУ КОРИСНИХ КОПАЛИН

Харченко А.В. ст.гр. ГРГ-11-9, Федоренко Е.А., к.т.н., доцент
(Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», м. Дніпропетровск, Україна)

ПОДГОТОВКА ШАХТНОГО МЕТАНА К УТИЛИЗАЦИИ

Наведено способи очищення шахтного метану, отриманого під час виконання дегазаційних заходів, від сірководню та вуглецю. Запропоновані методи його одоризації для подальшого використання у якості вуглеводневого палива.

Шахтный метан, получаемый от дегазации, содержит посторонние примеси:

твердые частицы (песок и окалину), водяные пары и часто сероводород, и углекислый газ. Присутствие твердых частиц в газе приводит к быстрому износу соприкасающихся с газом деталей оборудования. Скапливаясь на отдельных участках газопровода, они сужают его поперечное сечение.

Жидкие частицы, оседая в пониженных участках трубопровода, также уменьшают площади его поперечного сечения трубопровода, арматуры и приборов.

Перед транспортировкой и утилизацией газ должен быть очищен и осушен от вредных примесей [1].

Очистка газа от механических примесей

По принципу работы аппараты для очистки газа от механических примесей подразделяются на:

– работающие по принципу «сухого» отделения пыли. В таких аппаратах отделение пыли происходит, в основном, с использованием сил гравитации и инерции. К ним относятся циклонные пылеуловители, гравитационные сепараторы, различные фильтры;

– работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли. В этом случае удаляемая из газа взвесь смачивается промывочной жидкостью, которая отделяется от газового потока, выводится из аппарата для регенерации и очистки и затем возвращается в аппарат. К ним относятся масляные пылеуловители, шаровые скрубберы и т.д.;

– использующие принцип электроосаждения.

При больших объемах шахтного метана от дегазации его осушка является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в газопроводе. Существующие способы осушки при подготовке газа к утилизации подразделяются на две основные группы: адсорбция и охлаждение газового потока.

Первая группа: сорбционные способы осушки газа; осушка газа твердыми и жидкими поглотителями; осушка газа молекулярными ситами.

Вторая группа - осушка газа охлаждением – широко применяется на установках низкотемпературной сепарации.

Газ можно охлаждать путем расширения, когда необходимо снижать его давление, а также пропуская через холодильные установки.

Процесс расширения с целью понижения температуры осуществляется двумя способами: дросселированием без совершения внешней работы (изоэнтальпийный процесс) или адиабатическим расширением с отдачей внешней работы (изоэнтропийный процесс).

В тех случаях, когда давления газа на входе в установки низкотемпературной сепарации недостаточно для его охлаждения расширением, устанавливаются холодильные установки, заменяющие или дополняющие узел расширения. Необходимая температура сепарации может обеспечиваться за счет установки дополнительных теплообменников-рекуператоров и холодильников. Для

предупреждения гидратообразования перед теплообменником в поток сырого газа впрыскивается гликоль. Предусмотрен также ввод ингибитора.

Рассматривая рациональную область применения указанных способов осушки необходимо отметить, что осушку весьма тощих газов целесообразно вести с применением диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, активированного боксита и цеолитов. Применять другие методы нерентабельно.

Перечень ссылок

1. Розгонюк В. В. Експлуатаційникові газонафтового комплексу. Довідник {Текст} // В.В. Розгонюк, Л.А. Хачикян, М.А. Григіль, О.С. Удалов, В.П. Нікішин. – к.:Росток, 1988. – 431 с.

Суворов И.В. студент гр. ГРг-11-9, **Федоренко Э.А., к.т.н., доцент**
(Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», м. Дніпропетровск, Україна)

ОЧИСТКА ШАХТНОГО МЕТАНУ ВІД СІРКОВОДНЮ І ВУГЛЕЦЮ ТА ЙОГО ОДОРИЗАЦІЯ

Наведено способи очищення шахтного метану, отриманного під час виконання дегазаційних заходів, від сірководня та вуглеця. Запропоновані методи його одоризації за для подальшого використання у якості вуглеводного палива.

Сероводород является частью примесей природного газа. В нормальных физических условиях он представляет собой газ плотностью 1,521 кг/м³. Сероводород - сильный яд, содержание его в воздухе в количестве 0,1% вызывает потерю сознания и смерть в результате парализующего действия на нервные центры, контролирующие дыхание и сердечную деятельность. Присутствие его в транспортируемом природном газе вызывает коррозию труб и оборудования трубопроводов. Предельно допустимое содержание H₂S в газе, используемом для бытовых нужд, составляет 0,02 мг/л. Этой же нормы придерживаются при очистке природного газа, подлежащего транспортировке по трубопроводам.

Для очистки газа от сероводорода применяются твердые и жидкие поглотители. К твердым относятся: гидрат окиси железа, содержащийся в болотной руде, активированный уголь.

Из мокрых методов очистки, в которых используется в которых используются жидкие поглотители, чаще всего применяются этаноламиновый и мышьяковосодовый методы.

Углекислый газ представляет собой балластную примесь и при высоком содержании его в природном газе не обходимо производить очистку от CO₂. По технико - экономическим соображениям, содержание CO₂ в транспортируемом газе не должно превышать 2%. Очистку газа от CO₂ можно производить водой под давлением, в котором углекислый газ хорошо растворяется, а также этаноламиновым и карбонатным способами.

Наиболее распространенным способом совместной очистки газа от сероводорода и углекислого газа является этаноламиновый способ, основанный на использовании в качестве поглотителей H₂S и CO₂ водных растворов моноэтаноламина, диэтаноламина и триэтаноламина. Все они представляют собой вещества несколько тяжелее воды, с температурой кипения при давлении 0,1 МПа:

- моноэтаноламин МЭА - 172°C ;
- диэтаноламина ДЭА-268°C ;
- триэтаноламин ТЭА- 277°C ;

Этаноламиновые газоочистные установки работают автоматически, режим регулируется контрольно-измерительными приборами. Степень очистки достигает 99% и выше. Основными достоинствами этого способа очистки являются:

- высокая степень очистки вследствие большой поглотительной способности раствора;

- легкая регенерируемость раствора ;
- незначительность потерь реагента;
- компактность установки;
- небольшой расход воды и электроэнергии.

Недостатком этого процесса является сравнительно большой расход пара.

Природный газ, очищенный от сероводорода, не имеет ни запаха, ни цвета и поэтому обнаружить утечку его довольно трудно. Чтобы обеспечить безопасность транспортирования и использования газа его одорируют, т.е. придают ему неприятный запах. Для этой цели в газ вводят специальные компоненты- одоранты.

Реагенты, используемые для одоризации горючих газов должны обладать следующими свойствами :

- сильным (даже при малых концентрациях), резким и достаточно характерным запахом, отличающимся от других запахов, возможных в жилых и других помещениях;
- физиологической безвредностью при тех концентрациях, которые нужны для создания ощутимого запаха;
- не должны агрессивно действовать на металлы и материалы газовых сетей и приборов ;
- возможно меньшей растворимостью в воде и в других веществах, способных конденсироваться в газопроводе (газовый бензин, конденсат);
- достаточно высоким давлением насыщенных паров;
- не должны слишком сильно поглощаться почвой, а в помещениях не должны создавать стойкий, медленно исчезающий запах ;
- не должны быть слишком дорогими и дефицитными;

Изложенным требованиям в значительной мере удовлетворяют следующие вещества: этилмеркаптан, сульфид, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, изопропилмеркаптан, калодорант, и каптан.

В Украине в качестве одоранта наиболее широкое распространение получил этилмеркаптан C_2H_5SH . Удельный расход одоранта зависит от его качества, от нижнего предела взрываемости одорируемого газа, от токсичности газа климатических условий и других факторов.

Концентрация одоранта в газе должна соответствовать установленной норме, одоризационная установка должна обеспечивать подачу в газопровод одоранта пропорционально расходу протекающего газа. Для ввода одоранта в газопровод применяется два вида установок – барботажные и капельные.

Барботажная одоризационная установка работает по принципу насыщения части отведённого потока газа парами в барботажной камере.

Установка капельного одоризатора служит для ввода одоранта в газопровод в виде капель или тонкой струи.

Перечень ссылок

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. Докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. –к.: Львів, 1996. –с. 620.

Коровяка Е.А., к.т.н., доцент, Борисенко О.О., студентка гр. ГРг-10-9

(Государственное ВУЗ «Национальный горный университет», г. Днепропетровск, Украина)

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ ШАХТНОГО МЕТАНА В УСЛОВИЯХ ДОНЕЦКОГО УГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

Добыча метана на угольных месторождениях является в настоящее время одним из актуальных вопросов для Украины. Решение этого вопроса позволит, с одной стороны, обеспечить нашу страну этим ценнейшим энергоносителем, с другой, - дегазация приведет к увеличению безопасности разработки угольных месторождений.

По запасам метана Украина входит в первую пятерку стран на планете. Но пока его добыча и утилизация остаются лишь побочной деятельностью угольных шахт, и в данный момент не играют заметной роли в национальном энергетическом балансе.

В Украине разработка угля ведется более 200 лет, причем сопровождается выделением метана, создающего опасные условия труда, поскольку его смесь с воздухом (5-15% CH_4) взрывоопасна. На угледобывающих предприятиях мира неоднократно происходили и происходят катастрофы от взрыва метана, уносящие десятки, сотни и даже тысячи жизней.

Критерием извлечения метана при разработке угольных месторождений являлась необходимость обеспечения безопасных условий ведения очистных и подготовительных работ, сохранения здоровья горнорабочих. Расходуются значительные средства для предотвращения скопления метана в выработках, но при этом, не всегда достигается безопасность. Все применяемые меры снижения газообильности выработок были обычно направлены на борьбу с метаном без учета энергетической и технологической ценности.

Угли Донецкого бассейна относятся к одним из наиболее газонасыщенных в мире. Содержание метана в них по различным оценкам в среднем колеблется от 8 до 15 $\text{м}^3/\text{т}$, удельная же эмиссия при добыче угля составляет 22,5 - 36 $\text{м}^3/\text{т}$. Удельная суммарная эмиссия метана часто превышает газосодержание угля более чем в 3 раза. Максимальное значение достигают 100 м^3 на тонну добытого угля. Относительно малое содержание газа было отмечено до сих пор лишь в западных граничных регионах Донецкого бассейнов и на его юго-востоке, где залегают безгазовые суперантрациты.

Основными способами извлечения метана является его извлечение из системы вентиляции шахт (газовоздушная смесь с 0,1-0,7 % CH_4), посредством подземной дегазации (газовоздушная смесь с 2-60 % CH_4) дегазационными скважинами с поверхности (газ с 90-98 % CH_4).

Добыча газа посредством скважин, пробуренных с поверхности. Применения способа целесообразно, если срок дегазации углепородного массива, обеспечивающий достаточное снижение метанообильности будущих выработок в дегазируемой части шахтного поля, составляет не менее 12-16 месяцев.

Скважины с земной поверхности необходимо бурить с таким расчетом, чтобы при освоении горными работами по добыче угля дегазируемой части шахтного поля они находились в междуэтажных или межблоковых целиках. Расстояние между скважинами следует принимать не более 250-300 м.

Для повышения газоотдачи угольного пласта и пород можно применить:

- для угольного пласта гидрорасчленение;
- для породного массива – гидроразрыв.

Гидрорасчленение применять на пластах мощностью более 0,3 м при газоносности выше 10 $\text{м}^3/\text{т}$ и газовом давлении более 10 $\text{кгс}/\text{см}^2$.

Технология гидрорасчленения пласта. На уровне пласта, подлежащего гидрорасчленению, цементное кольцо и пласт прорезаются струей воды с песком в радиусе 1,3-3,0 м в образовавшуюся полость-щель по обсадной колонне и насосно-компрессорным трубам специальными агрегатами закачивается рабочая жидкость.

В качестве жидкости используют, обычную воду, водные растворы поверхностно активных веществ (ПАВ), водные растворы кислот и т.д. Водный раствор соляной кислоты дает наибольший эффект, если минеральная часть угольного пласта представлена кальцитом или сидеритом. Расчленение свиты пластов выполняется в восходящем порядке.

Гидроразрыв породного массива. Реализуется посредством нагнетания в пласт жидкости при давлении (иногда достигающем до 100 МПа), под действием которого пласт расщепляется либо по плоскостям напластования, либо вдоль естественных трещин.

С целью предупреждения смыкания трещин после снятия давления в нагнетаемую жидкость вводят крупнозернистый песок или другой подобный материал, что сохраняет проницаемость образовавшихся трещин в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного массива.

Поскольку давление гидроразрыва превышает допустимые для обсадных колонн, в скважину спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ), а выше пласта или пропластка, в котором намечается выполнить разрыв, устанавливается пакер, изолирующий кольцевое пространство и колонну от давления.

По НКТ вначале нагнетается жидкость, разрывающая пласт. Момент разрыва отмечается резким увеличением расхода жидкости без изменения давления или же наоборот – резким падением давления без изменения расхода жидкости.

После гидроразрыва пласта в скважину закачивают жидкость-песконоситель. В этом случае жидкость является более вязкой, чем жидкость, используемая для разрыва. Расход песка или другого подобного наполнителя составляет порядка 180-350 кг на 1 м³ жидкости.

Основным направлением развития добычи шахтного метана должно стать решение проблем в области геомеханики и газодинамики углевмещающей породной толщи при извлечении газа из угольных пластов. Необходимо также проведение геолого-разведочных работ на перспективных метано-угольных площадях и опытно-промышленных работ по отработке рациональных технологий добычи метана на первоочередных участках.

Осуществить высокоэффективную добычу шахтного метана возможно только при применении высокоэффективной технологии дегазации, сочетающей дегазацию скважинами, как с поверхности, так и из горных выработок, а также благодаря разработке и использованию новых способов дегазации, основанных на кавитационных свойствах флюидов в массиве.

БЕЗЛЮДНАЯ ВЫЕМКА УГЛЯ – ПРОГРЕССИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ XXI ВЕКА

Основна ідея виймання вугілля, при яких робітники у вибоях відсутні (крім виконання допоміжних робіт монтажу, демонтажу та ремонту обладнання). Управління обладнанням - дистанційне, з підготовчих виробок. Безлюдне виймання вугілля ліквідує важку працю вибійних робітників, забезпечує високу концентрацію гірничих робіт у шахті.

На пласты мощностью до 0,7 м приходится около 45% лав Центрального района Донбасса. Несмотря на проведенное в последние годы техническое перевооружение шахт, внедрение механизации и улучшение условий труда шахтеров, в технологии и технике разработки крутых пластов мощностью до 0,7 м не было достигнуто существенного прогресса. Отрабатываются эти пласты преимущественно с помощью отбойных молотков и комбайнов «Поиск и Темп». Особенно неблагоприятное положение на защитных пластах мощностью до 0,5 м, где используются отбойные молотки с подрывкой вмещающих пород, вследствие чего нагрузка на лавы в 2 раза ниже, зольность в 1,6 раза выше, а трудоемкость работ в 1,3 раза больше, чем в среднем по лавам на крутых пластах Донбасса, это при всем том, что настал XXI век – эпоха технического прогресса.

Следует отметить, что практически все весьма тонкие крутые пласты Центрального района вскрыты и содержат на действующих горизонтах более 70 млн. т ценного коксующегося угля. Учитывая условия и характер залегания таких пластов и, исходя из экономической и социальной значимости проблемы, наиболее перспективным решением по их выемке считались и считаются технологические схемы, базирующиеся на безлюдных способах. Все созданные и прошедшие промышленные испытания за последние 40 лет технологические схемы безлюдной выемки угля из тонких крутых пластов основывались на определенных предпосылках и предположениях, наиболее существенные из которых заключались в том, что при высоких (до 6-8 м в сутки) темпах продвижения линии очистного забоя удастся обеспечить сплошность вмещающих пород, побудить их в выработанном пространстве к плавному прогибу, сохранить призабойную зону достаточной для свободного прохода исполнительного органа и пропуска угля, отказаться от крепления и как следствие вывести людей из забоя. С точки зрения непосредственно способов выемки угля технологические схемы основывались преимущественно на машинных способах отделения угля от массива. Среди них выделяются схемы с применением стругов, комбайнов и угольных пил [1, 2].

Основной целью и идеей данной работы является безлюдная выемка угля, как прогрессивная технология XXI века.

Режущий орган при работе установки располагается в нижней части угольной полосы на различном расстоянии от почвы пласта. Лебедка приводит канат с пилой в возвратно-поступательное движение (с ходом в 1-2 м, иногда до 4-5 м в обе стороны). При этом канат одновременно и постепенно подтягивают, наматывая его на барабаны лебедки. В пласте образуется узкая щель высотой 30-90 мм. Таким образом, призабойная часть угольного массива ослабляется. Под действием горного давления и собственного веса подрезанный уголь разрушается и скатывается по почве пласта.

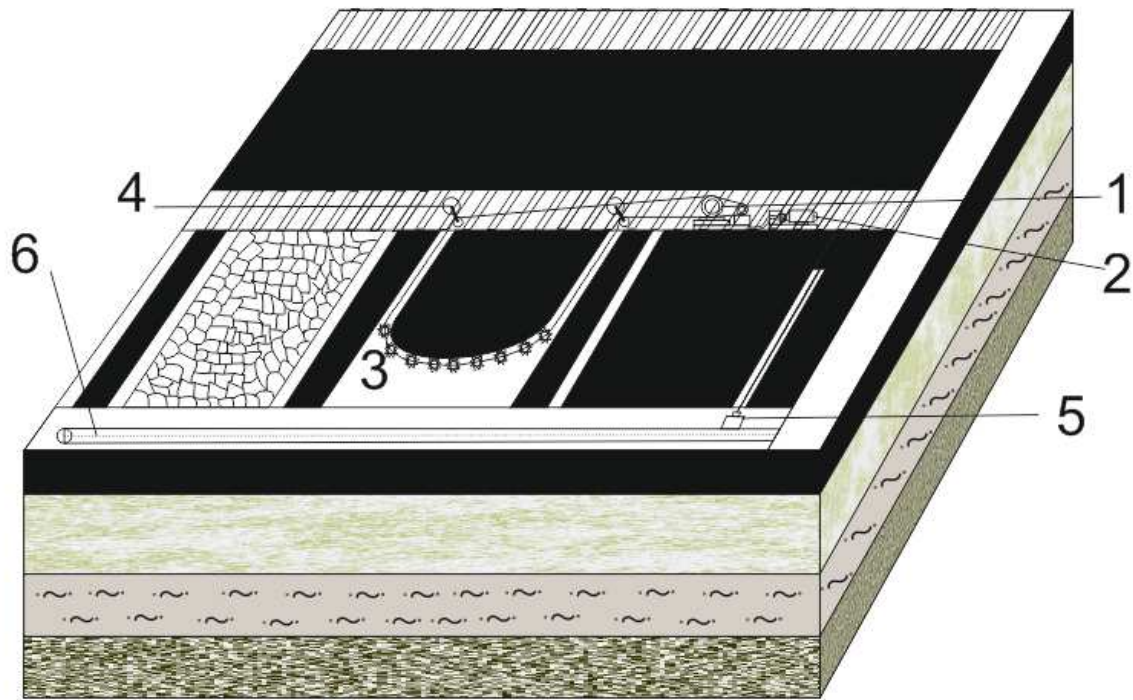


Рисунок 1 – Технологическая схема отработки пласта угольными пилами:
 1 – привод УКПЗ; 2 – насосная станция; 3 – канатная пила; 4 – направляющие блоки;
 5 – буровой станок; 6 – скребковый конвейер.

Достоинством данного предложения является возможность применения прогрессивной системы отработки - длинными столбами по восстанию, простота конструкции, безопасность ведения работ, а также низкая трудоемкость при монтаже и демонтаже оборудования. Возможность применения в некоторых зонах горно-геологических нарушений, где невозможно применить известные технологии.

В последующих работах планируется рассмотреть прогнозные параметры напряженно-деформированного состояния (НДС) массива горных пород, их зоны взаимовлияния системы надработка-подработка в более конкретных горно-геологических условиях.

Перечень ссылок

1. Технология подземной разработки пластовых месторождений полезных ископаемых. [Текст]: Учебник для вузов / В.И. Бондаренко, А.М. Кузьменко, Ю.Б. Грядущий и др. – Днепропетровск.: Поліграфіст, 2003. – 708 с.
2. Internet ресурс <http://bse.sci-lib.com/article103848.html> / Большая Советская Энциклопедия "Безлюдная выемка угля".

Новосельцев В.В., аспирант каф. ТСТ

(Государственное ВУЗ «Национальный горный университет», г. Днепропетровск, Украина)

ДОБЫЧА МЕТАНА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Постепенная отработка шахтами угольных пластов приводит к необходимости увеличивать глубину разработки, что усложняет условия ведения добычных работ. Обеспечение высоких нагрузок на очистные забои на таких шахтах связано с рядом проблем, основной из которых является высокое содержание метана в шахтной атмосфере. Ее решение сводится к оптимизации систем шахтной вентиляции, а также к выполнению специальных мероприятий по дегазации горного массива и созданию газотранспортных систем по выдаче на поверхность метановоздушных смесей.

Во вмещающих породах основное количество газа находится в свободном состоянии. Он занимает поровое пространство и различного рода трещины и пустоты. Объем газа в породах зависит от их пористости, трещиноватости и давления, под которым он находится. Если поры и трещины пород в той или иной мере заполнены водой, то количество содержащегося в пустотах газа соответственно снижается.

В связи с такой особенностью нахождения газа в угле и породах в районах, где проходила тектоническая деятельность, связанная с разгрузкой угольных пластов и образованием высокой трещиноватости во вмещающих породах, при определенных условиях, могут скапливаться значительные объемы газа под большим давлением, т.е. образовываться микрозалежи газа в углепородном массиве [1].

Влиянию очистных работ подвергаются не только породы кровли, но и почвы, однако до 85% выделяемого газа приходится на породы, залегающие выше разрабатываемого пласта. Перераспределение потоков метана в подработанном горном массиве представляет собой довольно сложный комплекс процессов, которые постоянно изменяются во времени и пространстве, но условно их можно описать так: после выемки угля происходит обрушение пород ложной кровли, слои непосредственной кровли прогибаются, расслаиваются, в них возникают секущие трещины, приводящие к образованию блоков, которые также обрушаются, заполняя выработанное пространство разрыхленной породой, что создаёт подпор вышележащей основной кровле. Основная кровля прогибается, в ней формируются трещины расслоения и отдельные секущие трещины, преимущественно в нижней части основной кровли. Над породами основной кровли формируется зона разуплотнения с отдельными трещинами расслоения. Условно подработанный породный массив разделяют на 4 зоны (рис.1):

1. Зона полного обрушения пород, которая характеризуется беспорядочным обрушением породного материала и максимальной газоотдачей в выработанное пространство (до 8 м_в).
2. Зона повышенной трещиноватости, которая характеризуется обрушением горных пород блоками, максимальное газовыделение в этой зоне происходит на границах блоков (от 8 до 15 м_в).
3. Зона крупных систем трещин, максимальное газовыделение наблюдается в местах наибольшего обнажения горных пород (от 15 до 30 м_в).
4. Зона плавного прогиба, которая характеризуется плавным прогибом слоев горных пород и наличием небольшого количества систем трещин, в образовавшихся полостях возможно наличие скоплений метана (от 30 до 150 м_в) [1].

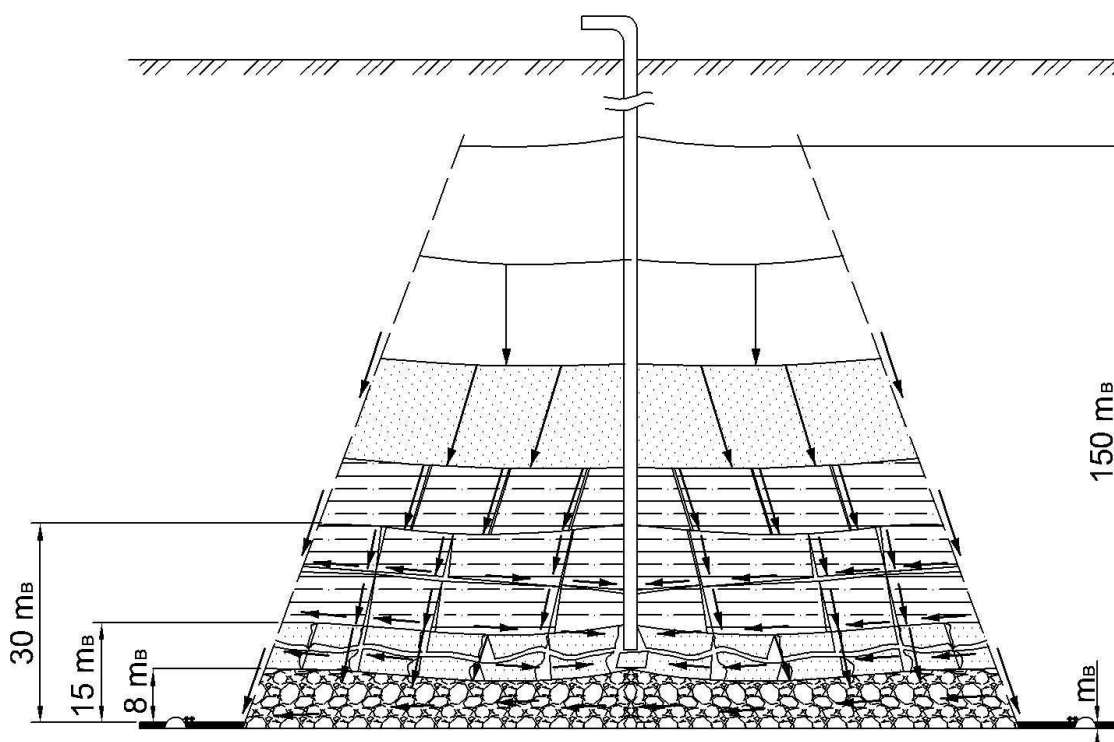


Рисунок 1 Принципиальная схема влияния горных работ на разгрузку углеводородного массива от горного давления

Дегазация может проводиться с помощью скважин пробуренных с поверхности (ПДС), а также с помощью подземных скважин. Чаще всего ПДС применяются в тех случаях, когда системой подземных скважин невозможно извлечь объемы метана, при которых могут быть обеспечены допустимые уровни его содержания в выработках. Также подземные дегазационные скважины позволяют извлекать метан не в таких высоких концентрациях, как поверхностные скважины. Это приводит к тому, что поверхностные дегазационные скважины могут применяться как газодобывающие, а именно служить источником энергоресурсов не только для нужд шахты, но и для близлежащих регионов, что позволит получить дополнительные финансовые средства на развитие шахты в целом. Применение мер по дегазации угледородного массива и дальнейшая утилизация метана также приводит к улучшению экологической обстановки в угледобывающих регионах.

Зарубежный опыт показывает, что применение шахтного метана в качестве энергоносителя является эффективным способом повысить независимость страны от внешних источников энергоресурсов. Утилизация шахтного метана в промышленных объемах проводится в таких странах как США, Австралия, Германия, Великобритания, Россия, Польша, Германия, Китае, а также в ряде других стран.

Список источников

1. Звягильский Е.Л. Добыча метана из угольных месторождений Донбасса. [Текст]:/ Е.Л. Звягильский, Б.В. Бокий, О.И. Касимов. – Донецк: изд-во «Ноулидж», 2011. – 150 с.

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКОНОМІЇ ГАЗУ ПРИ ГЛУШІННІ СВЕРДЛОВИН ГОРИЗОНТУ М-7 НА ПРОЛЕТАРСЬКОМУ ПСГ

Підземні сховища газу (ПСГ) є технологічною складовою частиною магістральних газопроводів і призначені для регулювання нерівномірності газоспоживання, утворення довгострокового й оперативного резерву газу.

Пролетарське підземне сховище газу (ПСГ) створено на базі виснажених покладів газоконденсатного родовища, розміщеного на території Магдалинівського району Дніпропетровської області. Для сховища вибраний горизонт М-7, який залягає в інтервалі 1420 - 1460 м. Замкнена ловушка в горизонті має розміри 5,3 x 2,1 км та висоту 52,1 м.

Процес закачування газу відбувається наступним чином: газ із газопроводу ШДКРІ – КС Павлоград - ПХГ Пролетарка $\varnothing 1020$ мм в кількості 3,9 – 8,4 млн.м³ за добу і тиском 5,27 – 5,37 МПа поступає на промплощадку ПСГ.

На промплощадці, через замірний вузол газ поступає на розширену установку газосепараторів в кількості чотири штуки, де проходить очистку від механічних домішок та рідини. Після компреміювання газ в кількості 3,9 – 8,4 млн. за добу охолоджується проходячи через апарат повітряного охолодження (АПО) та подається на площадку відключаючих пристроїв, а далі по шлейфам подається в свердловини.

Відбір газу здійснюється при допомозі експлуатаційно-нагнітаючих свердловин. Підготовка газу до подальшого транспорту здійснюється на установках УППГ (установка первинної підготовки газу) та УКПГ (установка комплексної підготовки газу) за рахунок низькотемпературної сепарації (НТС).

Технологічний процес НТС призначений для виділення при низьких температурах з потоку газу вологи з підтриманням в сепараторі тиску близького до тиску максимальної конденсації. На установках низькотемпературної сепарації низькі температури досягаються за рахунок використання дросель-ефекту.

Пластовий газ від кожної свердловини по шлейфам надходить до вузлів відключаючих пристроїв, де проходить штуцера для регулювання дебіту свердловини та надходить в загальний колектор на блок газової очистки (БГО), що має на вхідній лінії регульований сепараційний пристрій, або минаючи його подається на блок газового заміру БГЗ або ГБ-23. А після очищення газу від крапельної рідини та механічних домішок газ поступає по газовому колектору з тиском на УКПГ на високу сторону кожухо-трубчатого теплообміннику "ГАЗ-ГАЗ".

З метою попередження гідратуутворення перед теплообмінниками в газовий потік вводиться концентрований розчин ДЕГа, а для попередження гідратуутворення в шлейфах свердловин та на вузлах відключаючих пристроїв (ВВП) також є система подачі ДЕГа по індивідуальних інгібіторопроводах на фонтанну арматуру (ФА) свердловин та на ВВП.

Після теплообмінників охолоджений сирий газ подається на пункт редукування, де проходить редукування через штуцер ШР-12 або клапанами-редукторами.

При редуванні сирого газу, по закону Джоуля-Томсона, температура знижується на 6 -12 °С.

Газ поступає на вертикальні з сітчастими насадками низькотемпературні сепаратори. Осушений газ із сепараторів направляється на низьку сторону теплообмінників, де свій холод віддає зустрічному потоку сирого газу і за рахунок температури сирого газу нагрівається, потім із теплообмінників направляється на замірний вузол, а далі у газопровід ШДКРІ.

Перед початком робіт по розгерметизації гирливого обладнання свердловини, необхідно виконати роботи по її глушінню задавочною рідиною. Глушіння свердловини проводиться наступним чином:

- відкриваємо запірну арматуру затрубного простору свердловини для скидання тиску газу на факельний амбар;
- відкриваємо запірну арматуру трубного простору та за допомогою цементувального агрегату ЦА-320 закачуємо задавлювальну рідину в трубний простір через насосно-компресорні труби (НКТ) на вибій свердловини (рис. 1);
- задавлювальну рідину закачуємо до появи цієї рідини на факельному амбарі, тобто повністю заповнюється трубний та затрубний простір задавлювальною рідиною.

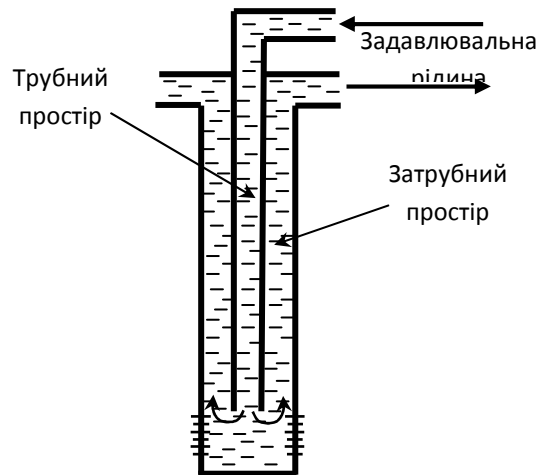


Рис. 1. – Схема заповнення рідиною свердловини при її глушінні.

В даному випадку ми бачимо, що в процесі глушіння свердловин в атмосферу скидається деяка кількість газу, який можна використати доцільніше.

Для цього пропонується газ, який випускається в атмосферу подавати через шлейф свердловини на УКПГ та подавати споживачам в систему газопроводів ШДКРІ. В цьому випадку відкриваємо запірну арматуру затрубного простору свердловини не на факельний амбар, а на площадку УКПГ.

Даний метод можна застосовувати тільки в період відбору газу із свердловин.

Під час глушіння однієї свердловини в атмосферу випускається **14 231,5 м³** природного газу. Так як в середньому, під час періоду відбору газу на Пролетарському ПСГ, виводиться 5 експлуатаційно-нагнітальних свердловин гор. М-7 для проведення капітального ремонту, то при глушінні цих свердловин витрачається $5 \times 14\,231,5 \text{ м}^3 =$ **71 157,5 м³** природного газу, який можна зекономити, не витрачаючи значних зусиль, шляхом переключення запірної арматури і стравити його не на факельний амбар, а подати на УКПГ та в подальшому споживачам, при цьому зекономити **42 274,5 грн.**

Розрахунок ціни на газ проводиться згідно прейскуранту цін на природний газ ресурсів НАК «Нафтогаз України» для застосування підприємствами, що становить 622,20 грн. за 1000 м³ газу.

Перелік посилань

1. Розгонюк В.В., Руднік А.А., Коломєєв В.М., Григіль М.А., Болокан О.О., Хачікян Л.А., Герасименко Ю.М. Довідник працівника газотранспортного підприємства - К.:Росток, 2001.
2. Розгонюк В.В., Хачікян Л.А., Григіль М.А., Удалов О.С., Нікішін В.П. Експлуатаційникові газонафтового комплексу. Довідник - К.:Росток, 1998.
3. СТП 320.30019801.101-2003 Підземні сховища газу Регламент робіт, пов'язаних з випусканням природного газу в атмосферу – Київ; ДК «Укртрансгаз», 2003.

Лубенец Н.А., к.т.н., доцент кафедры ТСТ, Лубенец Т.М. студентка гр. ГРГ-10-9
(Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», м. Дніпропетровськ, Україна)

ЗАКОН СОХРАНЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЗАДАЧЕ ЭЙЛЕРА О СКОЛЬЖЕНИИ ГИБКОГО ТЕЛА ПО НЕПОДВИЖНОМУ БЛОКУ

Решение Эйлером задачи о скольжении гибкого тела по неподвижному блоку (закон трения гибких тел Эйлера, уравнение или формула Эйлера), ставшей классической, известно больше двух столетий с 1775г. Однако анализ этого решения и практика [1] указывают на ошибочность.

Несмотря на данные практики и многочисленные работы выдающихся ученых в области уточнения, взятого ими за основу вывода Эйлера, его решение по-прежнему считалось самым совершенным в мире и широко используется в механике, физике, математике, научных исследованиях, образовании, машиностроении и технике [1-2].

Вывод Эйлера сводится к решению системы дифференциальных уравнений равновесия гибкого тела (невесомой, нерастяжимой и гибкой нити) и закона трения Амонтона [1-3], рис.1.

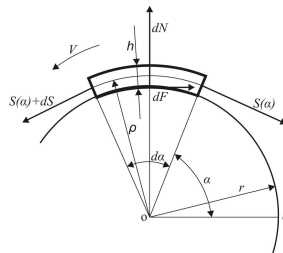


Рис. 1. Элементарный участок гибкого тела dl : $S(\alpha)$ и $[S(\alpha)+dS]$ – усилия натяжения; dN – нормальная реакция; dF – сила трения; r – радиус блока; h – толщина; ρ – радиус условной продольной линии; α – угол сечения; da – приращение угла; v – скорость скольжения.

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n F_y = 0 \Rightarrow dN = S(\alpha)\sin(da/2) + [S(\alpha) + dS]\sin(da/2) \Rightarrow dN = S(\alpha)da; \\ dS = dF; \\ dF = \mu dN; \end{cases}$$

где F_y – проекция сил, приложенных к гибкому телу, на ось y ; $S(\alpha)$ – усилие натяжения; dS – приращение усилия; dN – нормальная реакция; da – приращение угла; μ – коэффициент трения.

Откуда получим

$$\ln \frac{S_1}{S_2} = \mu \varphi;$$

где S_1 и S_2 – усилия натяжения, приложенные к концам гибкого тела; φ – угол обхвата барабана.

Цель статьи - новое решение задачи Эйлера, которое бы учитывало закон сохранения энергии.

Рассмотрим механическую энергию гибкого тела при трении по блоку. В замкнутой механической системе суммарная энергия гибкого тела с различными фрикционными свойствами при испытании остается неизменной. Следовательно, сохраняется и потенциальная энергия, определяемая заданным усилием натяжения тела и его деформацией. Откуда удлинение гибкого тела с различными фрикционными свойствами будет одинаковым.

Согласно закону Гука удлинение гибкого тела в набегающей и сбегающей с барабана ветвей с различными свойствами для заданного усилия натяжения - постоянная величина. Поэтому

$$\Delta_k = \frac{1}{E} \int_a^{\bar{a}} \sigma(\alpha, \mu) dl = \frac{1}{E} \int_a^{\bar{a}} \frac{S(\alpha, \mu)}{F} dl = \frac{r}{EF} \int_0^{\varphi} S(\alpha, \mu) d\alpha - const,$$

где Δ_k – удлинение тела вдоль контакта; E – модуль Юнга; F – площадь; $\sigma(\alpha, \mu)$ – напряжение.

Откуда содержащийся в уравнении интеграл - $const$. Представив гибкое тело, как линейно-деформируемое с модулем Юнга $E \rightarrow \infty$ следует, что указанное справедливо и для идеальной нити.

Поэтому в систему равновесия вводится условие сохранения потенциальной энергии тела

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{E}_n}{\partial \mu} = 0 \Rightarrow \frac{\partial \left(\int_0^{\varphi} S(a, \mu) da \right)}{\partial \mu} = 0; \\ \frac{\partial (S_1 + S_2)}{\partial \mu} = 0. \end{cases}$$

где \mathcal{E}_n - потенциальная энергия гибкого тела; $S_1(\mu) + S_2(\mu)$ - заданное усилие натяжения тела.

Проиллюстрируем тезис о том, что во взятом учеными за основу известном решении Эйлера не соблюдается закон сохранения энергии, о чем упоминалось ранее. Согласно ему [1-2]

$$S(\alpha) = S_2 e^{\mu \alpha}$$

Поэтому закон сохранения механической энергии в решении Эйлера не соблюдается т. к.

$$\Delta_k = \frac{r}{EF} \int_0^{\varphi} S(\alpha, \mu) d\alpha = \frac{r}{EF} \int_0^{\varphi} S_2(\mu) e^{\mu \alpha} d\alpha = \frac{r}{EF} \frac{S_2(\mu)}{\mu} (e^{\mu \varphi} - 1) - \text{var}; \quad \frac{\partial}{\partial \mu} \left(\int_0^{\varphi} S(\alpha, \mu) d\alpha \right) = \frac{\partial}{\partial \mu} \left(\int_0^{\varphi} S_2(\mu) e^{\mu \alpha} d\alpha \right) = \frac{\partial}{\partial \mu} \left(\frac{S_2(\mu)}{\mu} (e^{\mu \varphi} - 1) \right) \neq 0.$$

Кроме того, нормальная реакция между телами определяется из выражения

$$N = \int_0^{\varphi} S(\alpha) d\alpha = \int_0^{\varphi} (S_2 e^{\mu \alpha}) d\alpha = \left(\frac{S_2}{\mu} e^{\mu \alpha} \right) \Big|_0^{\varphi} = \frac{S_2}{\mu} (e^{\mu \varphi} - 1).$$

Отсюда видно, что нормальная реакция по решению Эйлера также зависит от коэффициента трения тел и свидетельствует о невозможности задавать нормальную реакцию между телами.

Новое альтернативное решение задачи Эйлера, учитывающее закон сохранения механической энергии, впервые получено в ДВНЗ «НГУ» в 2007 г. [3]. Согласно ему

$$S(\alpha) = \frac{S_1 - S_2}{\varphi} \alpha + S_2; \quad \frac{2(S_1 - S_2)}{S_1 + S_2} = \mu \varphi - \text{const}.$$

Для нового решения удлинение гибкого тела, контактирующего с блоком, и его нормальная реакция для различных фрикционных свойств не изменяется, что свидетельствует о соблюдении закона сохранения энергии, а также о возможности задавать нормальную реакцию между телами.

$$\Delta_k = \frac{r}{EF} N = \frac{r}{EF} \int_0^{\varphi} S(\alpha, \mu) d\alpha = \frac{r}{EF} \int_0^{\varphi} \left(S_2(\mu) + \frac{S_1(\mu) - S_2(\mu)}{\varphi} \alpha \right) d\alpha = \frac{r}{EF} \frac{S_1(\mu) + S_2(\mu)}{2} \varphi = \text{const} \quad ;$$

$$\frac{\partial}{\partial \mu} \left(\int_0^{\varphi} S(\alpha, \mu) d\alpha \right) = \frac{\partial}{\partial \mu} \left(\frac{S_1(\mu) + S_2(\mu)}{2} \varphi \right) = 0$$

Таким образом, впервые обосновывается новая система дифференциальных уравнений равновесия механической системы, описывающая трение гибкого тела по неподвижному блоку с учетом принципа сохранения энергии, и осуществляется ее решение. Решение преодолевает противоречия между накопившимися данными практики и известным решением Эйлера, обеспечивается возможность задавать нормальную реакцию между телами и прямо определять коэффициент трения - как отношение силы трения к нормальной реакции. Полученные знания развивают методы решения задач механики и физики, обогащают представления о трении гибких тел, способствуют прогрессу в научных исследованиях, образовании, машиностроении, технике.

Перечень ссылок

1. Андреев А.В. Передача трением. – М.: Машгиз, 1963. – 112 с.
2. Тарг С.М. Краткий курс теоретической механики: Учеб. для вузов / [12-е изд.] – М.: Высш. шк., 1998. – 416 с.
3. Лубенец Н.А. Зависимость натяжения идеальной нити вдоль линии контакта с неподвижным блоком при скольжении // Науковий вісник НГУ. – Днепропетровск, 2010. – № 9-10. - С. 27 – 32.

Максимова Э.А., к.г.-м.н., доцент, Егоров В.В., студент гр. ГРг-12-2
(Национальный горный университет, г. Днепрпетровск, Украина)

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

В связи с истощением мировых запасов энергетических ресурсов, во многих крупнейших странах мира ведутся интенсивные поиски как альтернативных, так и дополнительных источников энергии. Известно, что на Земле около половины углерода, связанного во всевозможных органических и неорганических соединениях, содержится в виде твердых газовых гидратов, преимущественно – гидрата метана. Таким образом, этот ресурс превратился в настоящее время в один из наиболее перспективных дополнительных источников энергии в мире. Молекула метана, окруженная молекулой воды и создающая так называемую клатратную структуру, является тем самым газогидратом, изучению которого посвящено множество научных исследований на протяжении последних 40 лет.

Замечательной особенностью газогидратов является то, что 1 м³ этих структур может содержать 0,87 м³ воды и 164 м³ метана. К сожалению, на сегодняшний день до сих пор не выявлен полный потенциал таких запасов. Метаногидрат или гидрат метана – это соединение газа метана с водой, напоминающее по внешнему виду снег или рыхлый подтаявший лед. Он широко распространен в природе – в зоне вечной мерзлоты и на дне Мирового океана. По данным научной печати, по предварительным оценкам, на суше содержится $14 \cdot 10^{12}$ - $34 \cdot 10^{15}$ м³, а в акватории Мирового океана $3,1 \cdot 10^{15}$ - $7,6 \cdot 10^{18}$ м³ метана в газогидратах. Даже если лишь незначительную часть (10%) этих запасов считать извлекаемыми, они вдвое превысят сегодняшние мировые запасы традиционного природного газа.

Под дном океана имеются большие запасы метаногидратов, осваивать которые до сих пор считалось невыгодным. Однако японские специалисты уверяют, что нашли относительно рентабельные технологии такого рода.

На сегодняшний день разработкой технологий извлечения газа из газогидратных залежей занимаются ведущие страны мира – США, Япония, Германия, Норвегия, Великобритания, Индия, Китай, Россия, Канада.

В Японии в 2013 году начат первый в мире эксперимент по добыче под дном океана метановых гидратов, запасы которых, по ряду оценок, могут во многом решить энергетические проблемы страны. Специальное исследовательское судно “Тикию” (“Земля”) с этой целью приступило к бурению в 70 км к югу от полуострова Ацуми у крупного города Нагоя в центральной части тихоокеанского побережья главного японского острова Хонсю. При успешном проведении такого эксперимента промышленную разработку месторождения у города Нагоя начнут в 2018 году.

На сегодня существует четыре основных принципиальных подхода к добыче газа из природных залежей газовых гидратов. Это снижение давления ниже условия фазового равновесия, нагрев гидратосодержащих пород выше равновесной температуры, комбинация этих способов и закачивание ингибиторов непосредственно в пласт газового гидрата. В основу всех этих методов положен один основополагающий принцип: сместить фазовое равновесие в сторону диссоциации гидрата, и он начнет распадаться на газ и воду.

Выбор технологии разработки зависит от геолого-структурных особенностей конкретного месторождения, а принятая система разработки должна отвечать оптимальным технико-экономическим показателям и требованиям охраны окружающей природной среды. В научной литературе существует несколько техник

влияния тепловым источником на газовый гидрат с целью добычи из него газа метана.

В нашей работе предлагается разбурить залежь кольцевой системой из 8 скважин с переходом на глубине 1200 м под дном в горизонтальную плоскость с последующим выходом к поверхности дна, с целью замыкания части залежи в замкнутую цилиндрическую полость для теплового воздействия (рис. 1).

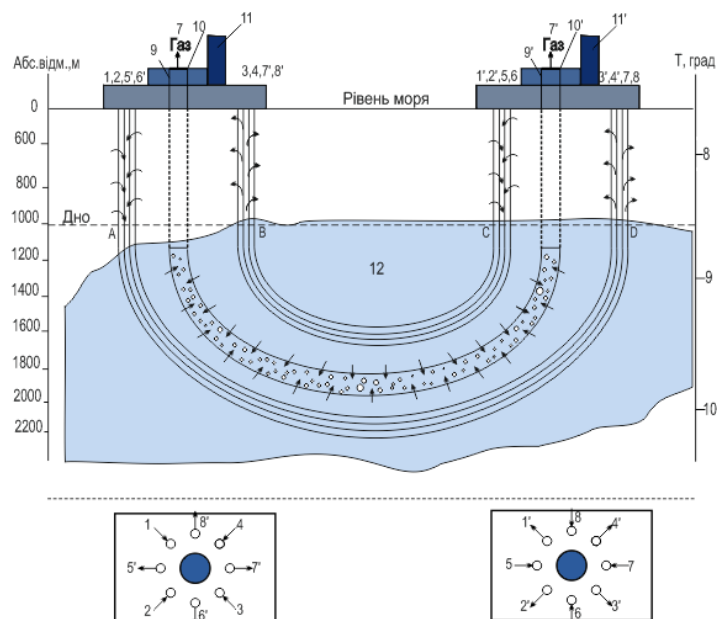


Рис. 1. Схема разработки газогидратной залежи

1,2,3,4,5,6,7,8 - глубоководные скважины с теплоносителем, 9 - эксплуатационная скважина, 10 - газоприемная емкость, 11 - реактор гидратообразования, 12 - газогидратная залежь.

Тепловое воздействие осуществляется путем закачки морской воды с температурой 18°C из верхних слоев с одной платформы из скважин 1,2,3,4 и 5,6,7,8 и самоизливом ее у второй платформы из противоположных их устьев 1'2'3'4' и 5'6'7'8' соответственно.

Глубоководное бурение предлагается вести с двух плавучих платформ, на которых размещаются газоприемные емкости (10 и 10') и установки (11 и 11')— реакторы для обратного преобразования газа в газовый гидрат для оптимальной его дальнейшей транспортировки.

При закачке теплоносителя будет происходить нагревание рабочей зоны ABCD (см. рис.), вызывающее процесс диссоциации с выделением свободного газа метана. При таком выделении высвободившаяся вода останется на месте в пласте, а высвободившейся газ будет улавливаться перфорированной центральной эксплуатационной скважиной (9 и 9') и выходить на платформу в газоприемную емкость.

Таким образом, основным принципом предлагаемой системы разработки газогидратного пласта является сдвиг фазового равновесия газового гидрата в сторону его диссоциации с выделением газа и воды. Этот способ также позволит использовать тепло, которое выделяется при разложении газовых гидратов и, соответственно, даст возможность получить управляемый процесс при промышленной добыче природного газа из газогидратов.