

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ НА ОСНОВЕ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖЬ

Э. А. Максимова

Государственное высшее учебное заведение «Национальный горный университет»
просп. К. Маркса, 19, г. Днепропетровск, 49005, Украина. E-mail: elmaks@i.ua

Дана оценка существующих технологий разработки месторождений газовых гидратов. Предлагается новый методологический подход к разработке подводных месторождений газовых гидратов системами скважин с циркуляцией теплоносителя по залежи. Выполнен расчет скорости продвижения теплового потока по пласту на основе уравнений теплопроводности Фурье. Путем введения заданных параметров добычи и введением специальных технологических операций, предложенный метод даст возможность экономически целесообразного, контролируемого и непрерывного получения газа, как на малых, так и на больших глубинах с минимальным влиянием на подводную экосистему.

Ключевые слова: газогидрат, разработка месторождений, технология, теплоперенос.

РОЗРОБКА РОДОВИЩ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ НА ОСНОВІ ТЕПЛОВОЇ ДІЇ НА ПОКЛАД

Е. О. Максимова

Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет»
пр. К. Маркса, 19, м. Дніпропетровськ, 49005, Україна. E-mail: elmaks@i.ua

Надана оцінка існуючих технологій розробки родовищ газових гідратів. Пропонується новий методологічний підхід до розробки підводних родовищ газових гідратів системами свердловин із циркуляцією теплоносія по покладу. Виконаний розрахунок швидкості руху теплового потоку по пласту на основі рівнянь теплопровідності Фур'є. Шляхом введення заданих параметрів видобутку і введенням спеціальних технологічних операцій запропонований метод надасть можливість економічно доцільного, контрольованого і безперервного отримання газу, як на малих, так і на великих глибинах із мінімальним впливом на підводну екосистему.

Ключові слова: газогидрат, розробка родовищ, технологія, тепло перенос.

АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ. Многие крупнейшие страны мира ведут 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. Этот ресурс превратился в настоящее время в один из наиболее перспективных дополнительных источников энергии в мире. Повышенное внимание к газовым гидратам обусловлено широким распространением гидратосодержащих залежей в морях, омывающих побережья крупнейших стран-импортеров природного газа – США, Западной Европы и Японии. С учетом высокой удельной концентрации газа в природных гидратах (до $160 \text{ м}^3/\text{м}^3$), природные газовые гидраты рассматриваются как реальная альтернатива поставкам газа в указанные регионы уже в ближайшем будущем. Условия образования и стабильного существования этих соединений активно исследуются мировым научным сообществом на протяжении последних 40 лет [1–4]. Это связано с интенсивной эксплуатацией, усложнением условий разработки и истощением месторождений таких полезных ископаемых как нефть, газовый конденсат, газ и уголь. Мировые цены на нефть постоянно растут, следовательно, растет цена и других энергоносителей. Очевидна необходимость перехода на альтернативные, либо дополнительные источники энергии. Таким дополнительным, ранее не извлекаемым энергетическим ресурсом, с огромными потенциальными запасами, по мнению ученых многих стран, является газовый гидрат. Газовый гидрат представляет собой структуру, именуемую в химии – клатрат. Он представля-

ет собой молекулу метана, окруженную молекулами воды. В настоящее время этими вопросами широко занимаются ученые физики, химики (супрамолекулярная теория клатратов) и экологи. Для решения технических задач освоения этого уникального ресурса, очевидна необходимость разработки методов его освоения специалистами горной науки. Для разработки методов и технологий добычи газа из природных месторождений газовых гидратов, с точки зрения принципов горного производства и нефтедобывающей отрасли, необходимо досконально понимать горно-геологические условия будущего месторождения полезного ископаемого; при схемах вскрытия и разработки – учитывать условия залегания залежи, водно-физические свойства вмещающих пород, гидростатическое давление и температурный режим залежи. В этой связи, тема методов подземной/подводной разработки и технологий добычи газа из природных месторождений газовых гидратов весьма актуальна.

Цель работы – анализ существующих способов извлечения газа из газогидратов и предложение метода добычи метана из месторождений природных газовых гидратов тепловым воздействием на пласт, в условиях глубокозалегających газогидратных массивов горных пород.

МАТЕРИАЛ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ. На сегодняшний день отсутствует стройная системная методология разработки глубоководных залежей газовых гидратов. В современном пространстве распространения газогидратных залежей, промышленная разработка осуществляется лишь в Западной Сибири и на Аляске, но эти месторождения приурочены к континентальным зонам вечной мерзлоты. В 2013 году японскому судну Компании Japan Oil, Gas

and Metals National Corporation (JOGMENC), вперше в мире удалось добыть газ из газовых гидратов со дна океана. По данным Министерства экономики Японии, JOGMENC пробурила скважины в пятидесяти километрах от полуострова Ацуми. Японские специалисты утверждают, что в этих скважинах находится около 1,1 трлн. м³ гидратов. Такие запасы топлива могут обеспечить энергоресурсы страны на ближайшие одиннадцать лет. По информации Bloomberg, со ссылкой на данные JOGMENC, общие запасы гидратов на шельфе Японии, могут обеспечить ее потребности в топливе на 100 лет.

В конце октября 2012 года российское Министерство энергетики признало, что основным потенциальным конкурентом для российского «Газпрома» на рынке топлива, являются именно газовые гидраты, а не как утверждалось ранее, сланцевый газ. По данным Министерства энергетики, запасы газовых гидратов могут превысить запасы всех остальных видов топлива вместе взятых. Только в Черном море эти запасы составляют около 30 трлн. кубометров.

Технологии континентальной разработки газогидратных залежей в корне отличаются от условий подводной добычи. Оказалось, что разработка из подземных месторождений в зонах вечной мерзлоты оказалась не слишком рентабельной, по сравнению с традиционной добычей нефти и газа и, возможно, именно поэтому не привлекла к себе достаточного внимания со стороны научного сообщества и инвесторов. Возможно, именно по этой причине на сегодняшний день развитие технологий разработки таких месторождений идет замедленными темпами. Это обусловлено еще и тем, что внутриконтинентальные залежи составляют лишь незначительную долю общемировых запасов газогидратов, большая часть которых находится именно в морях и океанах. Термодинамические условия для образования этих соединений являются оптимальными на глубине от 200 до 1000 м ниже уровня моря [4–6].

Для комплексной оценки возможности разработки месторождений газовых гидратов на глубинах более 500 м от поверхности морского дна, автором принимались за основу классические методы глубоководного морского бурения на месторождениях нефти и газа, современные технологические возможности подводного оборудования, генетические типы месторождений газовых гидратов, физико-химические особенности стабильного существования и термобарические параметры их диссоциации.

Освоение подводных технологий добычи классических углеводородов – нефти и газа, начали развиваться с середины 70-х годов прошлого века. Впервые подводное устьевое оборудование начало эксплуатироваться в Мексиканском заливе. Сегодня подводное оборудование для добычи углеводородов производят порядка 10 компаний в мире. Изначально задачей подводной добычи было лишь выкачивание нефти. Газ отделялся от жидких углеводородов под водой, затем жидкие углеводороды выкачивались на поверхность, а газ поднимался под собственным давлением. Сегодня технологии подводной добычи позволяют осуществлять под водой выкачивание углеводородов, разделение газа и жидкости, отделение

песка, обратную закачку воды в пласт, подготовку газа, сжатие газа, а также мониторинг и контроль над этими процессами. Сначала подводные технологии применялись только на зрелых месторождениях, поскольку они позволяли увеличивать коэффициент извлечения углеводородов. Зрелые месторождения обычно характеризуются низким пластовым давлением и повышенной обводненностью (высоким содержанием воды в углеводородной смеси). В процессе добычи, при поднятии углеводородов, для поддержания и повышения пластового давления, в пласт закачивается вода, отделенная от углеводородной смеси. Новые месторождения также могут характеризоваться низким начальным пластовым давлением. Поэтому подводные технологии стали применять как на старых, так и на новых месторождениях. Кроме того, организация части процессов под водой снижает затраты на строительство огромных стальных конструкций. В некоторых регионах целесообразно даже размещать под водой всю технологическую цепочку по извлечению углеводородов. Например, такой вариант используется в Арктике, где надводные стальные конструкции могут повредить айсберги. Если глубина моря слишком большая, то использование подводного комплекса вместо огромных стальных конструкций поверхности становится единственным приемлемым способом.

В зависимости от местоположения, структуры и типов месторождений газовых гидратов, на сегодняшний день теоретически существуют различные подходы к их разработке. Однако физика процесса извлечения газа основана на смещении фазового равновесия в сторону разложения залежи на газ и воду.

В редких случаях, поскольку найдены и исследованы мелководные районы распространения газогидратов в придонной области в виде пластов, линз и образований в поровой среде, исследователями [6, 7] предлагается собирать непосредственно газовые пузырьки на больших площадях вблизи морского дна.

Известен ряд систем для сбора свободно всплывающего газа, которые включают газосборник, выполненный, как правило, в виде куполообразного гибкого полотна или жесткой пространственной конструкции, установленной на дне в месте свободного выхода газа и снабженной трубопроводом для передачи газа на поверхность (патенты США №№ 6192691, 6299256, E21B 43/00).

Известно устройство для сбора пузырьков газа, выделяющегося из газогидратного пласта, включающее выполненное в виде установленного на центральной колонне над газовыделяющим участком воронкообразного экрана (патенты РФ 2026964, 2066367. E21B 43/00). Через форсунки центральной трубы под высоким давлением в слой вводится теплая морская вода и шлам. Одновременно шлам и морская вода, обогащенная газогидратом, засасывается через отсосный короб в отстойник на платформе для отделения газа, который временно направляют в контейнер, выполненный в виде надуваемого шара (баллона). При необходимости газ сжижают и хранят в емкостях.

Недостатком таких способів являється вельми низька продуктивність і високі енергозатрати. Низька продуктивність методів з використанням ерліфта викликана тим, що принцип ерліфта, застосований на великих глибинах малоєфективний. Також, при такому підході будуть великі втрати газу і вельми ощутиме вплив на екосистему морського дна. Збільшена енергозатратність обумовлена тим фактором, що транспортування газу з «подкупольного» простору газосборника, здійснюється по трубопроводу в умовах термодинамічної нестабільності вспливаючого газу. В таких умовах можливий зворотний процес переходу його в гидратне стан (тверду фазу) і закупорка каналів відводу газу, що вимагає додаткової чистки або введення засобів, що запобігають повторному утворенню гидратів в трубопроводі. Цей процес відомий по експлуатації наземних газопроводів.

Відомі методи, засновані на двократному гидратоутворенні. Дослідниками пропонується здійснювати збір у поверхні дна первісно самостійно виділеного з заляжки метану в формі газу в відповідний колектор. Колектор має якорь для установки на дно. Він також оснащений багатьма трубами, що проходять через камеру і утворюють теплообмінник, через який прокачують охладитель, що забезпечує перевод поступаючого газу в тверде стан. Далі, в колекторі з внутрішньої камерою, що має вхід для зібраного газу і вихід для відбору газу при піднятті колектора на поверхню, здійснюється перевод газу в тверде стан і його підйом на поверхню спеціальним зовнішнім механізмом. Повнота заповнення пристрою контролюється встановленням в камері індикатора рівня (патент США №2007145810, E02F 7/00). Очевидно, що такою методическим підходом вельми громоздкий і має низьку продуктивність при високих енергозатратах. В літературі існує багато аналогічних підходів, які також відрізняються складністю і громоздкістю обладнання, явно низькою продуктивністю і негативним впливом на екосистему (патент РФ № 2078199, E21B 43/01).

Основні чотири принципові підходи до видобутку газу з природних заляжок газових гидратів, це: зниження тиску нижче умов фазового рівноваги, нагрів гидратосодержащих порід вище рівноважної температури, комбінація цих способів і закачування інгібіторів безпосередньо в пласт газового гидрату. В основу всіх цих методів покладений один основопологаючий принцип – змістити фазове рівноваги в бік диссоціації гидрату, в результаті чого він почне руйнуватися на газ і воду. При дослідженні властивостей газових гидратів різних порід структур, зважаючи на можливі типи їх місцезнаходження [8] і умови залягання, найбільш реальним способом зміщення такого рівноваги є теплове вплив на пласт. Що стосується закачування інгібіторів в пласти, то звертаючи увагу на глобальну поширеність газогидратів на планеті, очевидно негативне вплив такого методу на екосистему в цілому і по-

этому нами не розглядається. Зниження тиску на глибинах більше 1000 м має технологічні особливості і, в кінцевому підсумку, при початку диссоціації призведе до додаткового зниження температури в пласті. Ці процеси необхідно розглядати також з точки зору процесів теплопереносу.

Вибір технології розробки залежить від геолого-структурних особливостей конкретного місцезнаходження, а прийнята система розробки повинна відповідати оптимальним техніко-економічним показателям і вимогам охорони оточуючої природної середовища. Для досягнення цієї мети, необхідно з максимальною можливою ступенем ймовірності розуміти всі процеси, що відбуваються в газогидратному пласті. В науковій літературі існує кілька технологій впливу тепловим джерелом на газовий гидрат з метою видобутку з нього газу метану. Однак, незалежно від способу доставки теплоносія в пласт, там будуть відбуватися процеси передачі тепла в твердій середі. Цей процес в такому аспекті, застосовано до газогидратної заляжки в нинішній час не вивчений.

Процес передачі тепла описаний рівняннями теплопровідності Фур'є, в основу яких покладений принцип, згідно якого удільний тепловий потік (або інтенсивність теплового потоку) прямо пропорційний градієнту температури:

$$q = \lambda \left(- \frac{\partial t}{\partial n} \right), \quad (1)$$

де λ – коефіцієнт теплопровідності; $\frac{\partial t}{\partial n}$ –

градієнт температури по нормалі до ізотермічної поверхності.

В роботі було виконано розрахунок параметрів швидкості проходження теплового поля від скважини з теплоносієм за моделлю "полужанкований пласт-полоса", за методиками, які широко застосовуються в гідрогеологічних розрахунках [9]. В залежності від типу місцезнаходження [10] і літологічного складу вміщуючих порід, в перетворену формулу були введені середньважкі характеристики вміщуючих порід:

$$\Delta T_y = \Delta T^0 \operatorname{erfc} \frac{y}{2\sqrt{at}}, \quad (2)$$

де ΔT_y – прирост температури в розрахунковій точці до координатної y ; ΔT^0 – прирост температури відносно температури заляжки і подаваного теплоносія; y – просторовий координата, м; t – час, с; a – температуропровідність, м²/с.

Основними параметрами до початку ведення робіт і для наступного контролю за системою розробки, служать показники теплопровідності вміщуючих порід. Оскільки теплопровідність залежить від агрегатного стану речовини, його складу, чистоти (однорідності), температури і тиску, з якими визначаються на перших етапах, то, до початку ведення робіт, необхідно визначити склад розглядуваної робочої зони.

Для моделювання процесу розробки розглядалася метод розробки, де рух теплоносія здійснюється по твердій заляжці в замкнутій середі (рис. 1).

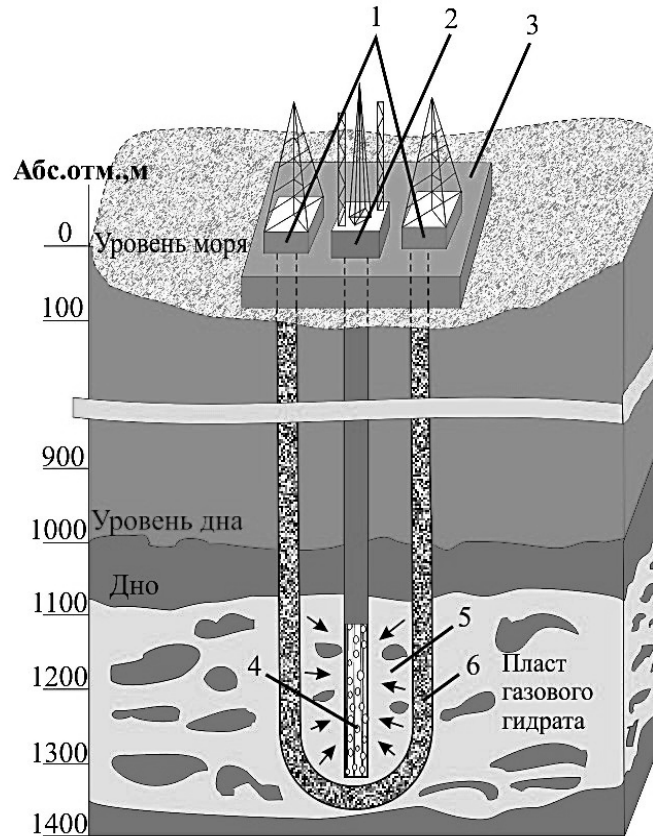


Рисунок 1 – Схема разработки газогидратной залежи полужамкнутыми тепловыми потоками: 1 – полужамкнутая скважина с морской водой из верхних слоев (теплоноситель); 2 – эксплуатационная скважина, перфорированная по газогидратному пласту; 3 – плавучая платформа; 4 – рабочая зона эксплуатационной скважины; 5 – линии тока метана к рабочей зоне эксплуатационной скважины; 6 – теплоноситель

На первых же этапах прохода теплоносителя через толщу, при смещении фазового равновесия газогидратной залежи, необходимо учитывать тот факт, что в прискважинной зоне станет появляться трехфазовая среда: газовый гидрат в виде льда, метан и твердая фракция частиц (скелет) вмещающих пород. Метан по освободившимся порам направится в сторону зоны своей разгрузки, а именно к перфорированной эксплуатационной скважине. В этой связи, для контроля добычи и эндотермических процессов, которые возникнут в толще газогидратной залежи, предлагается принимать в расчеты теплопереноса средневзвешенные значения исходных показателей коэффициента теплопроводности, удельной теплоемкости и плотности для льда и вмещающих пород в соотношении, эквивалентном коэффициенту пористости вмещающей толщи соответственно. Предпосылкой к такому выводу послужил тот факт, что генетически, газовый гидрат привязан к активной пористости вмещающих пород. Например, если вмещающими породами служат илестые пески, активная пористость которых составляет порядка 40 %, то именно эти 40 % вмещающих пород будут содержать газовый гидрат.

Для примера рассматривалось месторождение газовых гидратов с глубиной залегания толщи илестых песков в интервале глубин от -1100 м – -1350 м. На контакте стенок скважины с телом залежи, воз-

никнет перенос теплоты в сплошной среде. Этот процесс возникнет в тот момент, когда появится в пласте теплоноситель. Для сдвига фазового равновесия в сторону диссоциации газового гидрата на газ и воду, при постоянном давлении достаточно повысить температуру в залежи на несколько градусов. С этой целью, в скважину 1, которая имеет полужамкнутую конструкцию, подают морскую воду из верхних слоев с температурой, например 20° С. У противоположного устья скважины 1, остывшая вода самоизливается.

Выполненные расчеты по формуле (2) показали, что через 30 суток температура в прискважинной зоне начнет постепенно повышаться на величину на $4,08^{\circ}$ С на расстоянии 1 м от скважины 1 с теплоносителем 6. На расстоянии 2 м – на $1,21^{\circ}$ С, а на расстоянии 3 м – на $0,223^{\circ}$ С.

На более дальних расстояниях, при заданных параметрах, действие теплоносителя будет практически незаметным. Одновременно необходимо контролировать дебит газа по скважине 2, поскольку при такой подаче теплоносителя, его необходимо держать в заданном режиме.

Из предложенной модели очевидно, что, расположив на расстоянии 6 м следующую платформу, возможно вести добычу метана так называемым "гнездовым" способом (рис. 2) по простиранью газогидратной залежи. Дальнейшими поэтапными

расчетами необходимо корректировать технологические параметры, в соответствии с ходом добычи,

перемещая платформы на другие площади разработки.

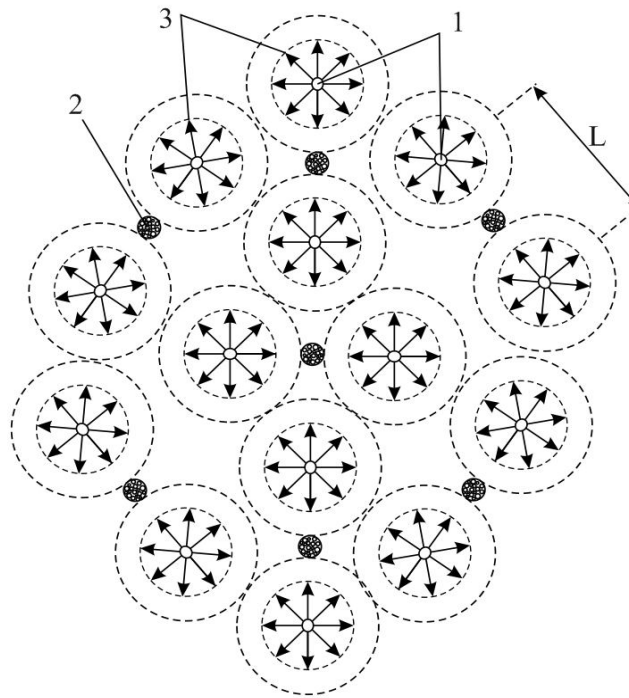


Рисунок 2 – План-схема разработки газогидратной залежи полузамкнутыми тепловыми потоками набором платформ "гнездовым" способом: 1 – нагнетательные скважины с теплоносителем; 2 – эксплуатационные скважины; 3 – тепловое воздействие на пласт, L – расстояние между нагнетательными скважинами, рассчитанное по формуле (2)

ВЫВОДЫ. Предложена схема разработки газогидратной залежи на основе расчета параметров скорости продвижения теплового поля по твердому телу пласта с учетом средневзвешенных значений удельной теплопроводности, плотности скелета вмещающих пород и удельной теплоемкости. Подход позволит получать газ в непрерывном режиме с контролируемым дебитом на поверхности плавучих платформ, как на малых, так и на больших глубинах с минимальным влиянием на подводную экосистему. За счет особенностей технологии, предложенный метод дает возможность получить управляемый процесс при промышленной добыче природного газа из газовых гидратов.

Автор выражает глубокую благодарность коллективу горных инженеров кафедры подземной разработки Национального горного университета, благодаря которому ведутся исследования в этом направлении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бяков Ю.А., Круглякова Р.П. Газогидраты осадочной толщи Черного моря - углеводородное сырье будущего // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 8. – С. 14–18.
2. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. – М.: Недра, 1974. – 208 с.
3. Шнюков Е.Ф., Зиборов А.П. Минеральные богатства Черного моря. – К.: Научн. изд. НАН Украины, 2004. – 283 с.

4. Шнюков Е.Ф., Коболев В.П., Пасынков А.А. Газовый вулканизм Черного моря. – К.: Логос, 2013. – 384 с.

5. Бондаренко В.И., Максимова Э.А., Ганушевич К.А., Сай Е.С. Месторождения газовых гидратов в Черном море: особенности освоения и перспективы будущей разработки // Материалы конференции "Школа эксплуатации подземной". – Краков, Польша, 2013. – С. 118–123.

6. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. – Санкт-Петербург: ВНИИОкеангеология, 1998. – 216 с.

7. Чжан Ю. Извлечение метана из газовых гидратов в морской среде путем пузырьковых извержений (англ.) // Геофизический научный сборник геологического Департамента Мичиганского университета. – Мичиган, США, 2003. – Том 30, № 7. – С. 511–514.

8. Максимова Э.А. Типы месторождений газовых гидратов и их учет при подземной разработке // Сборник научных трудов Донбасского государственного университета. – Алчевск: ДонГТУ, 2013. – Вып. 40. – С. 65–69.

9. Шестаков В.М. Динамика подземных вод. – М.: МГУ, 1979. – 369 с.

10. Бондаренко В.И., Максимова Э.А., Коваль О.О. Генетическая классификация месторождений газовых гидратов по геолого-структурным признакам. (англ.) // UK: CRC Press Taylor & Francis Group – Лондон, 2013. – С. 115–119.

DEVELOPMENT OF FIELDS OF GAS HYDRATES ON THE BASIS OF THERMAL EFFECTS ON DEPOSIT

E. Maksymova

State Higher Education Institution "National Mining University"

prosp. K. Marks, 19, Dnipropetrovsk, 49005, Ukraine. E-mail: elmaks@i.ua

The evaluation of existing technologies for development field of gas hydrates is shown. A new methodological approach to the development of undersea deposits of gas hydrates system with circulation thermal carrier on the deposit is proposed. The calculation of the rate of movement of the heat flow through the formations on the basis of the Fourier heat equation is shown. Through introduction of defined parameters of extraction and the introduction of special technological operations, the proposed method will provide an economically grounded, controlled and continuously opportunity to receive gas from small and great depths. Moreover, it will minimize the impact on the underwater ecosystem.

Key words: gas hydrates, development field, technology, thermal carrier.

REFERENCES

1. Byakov, Y.A. and Krugliakova, R.P. (2001), "Gas hydrates of sedimentary strata of the Black Sea – hydrocarbon raw of the future", *Survey and protection of resources*, no. 8, pp. 14–18.
2. Makogon, Y.F. (1974), *Hydraty pryrodnykh hazov* [Natural gas hydrate], Nedra, Moscow, USSR.
3. Shnyukov, E.F. and Ziborov, A.P. (2004), *Мнералныя багатства Чорнога моря* [The mineral wealth of the Black Sea], Nauchn. ed. National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine.
4. Shnyukov, E.F., Kobleev, V.P. and Pasynkov, A.A. (2013), *Hazovyy vulkanyzm Chornoho моря* [Gas volcanism of the Black Sea], Logos, Kiev, Ukraine.
5. Bondarenko, V., Maksymova, E., Ganushevych, K. and Sai, K. (2013), "Gas hydrate deposits of the black Sea's trough: currency and features of development", *Materiały Konferencyjne [Szkoła Eksploatacji Podziemnej 2013]*, Krakow, Poland, pp. 118–123.
6. Ginsburg, G. and Soloviev, V. (1998), *Submarnyye hazovyye hydratyi* [Submarine gas hydrates], VNIIO-keangeologia, Saint-Petersburg, Russia.
7. Zhang, Y. (2003), "Methane escape from gas hydrate systems in marine environment, and methane-driven oceanic eruptions", *Geophysical research letters*, vol. 30, no. 7, pp. 511–514.
8. Maksimova, E.A. (2013), "Types of deposits of gas hydrates and their integration in underground", *Scientific papers of Donbass State University*, no. 40, pp. 65–69.
9. Shestakov, V. (1979), *Dynamyka podzemnykh vod* [The dynamics of groundwater], Moskovskiy Gosudahrstvenniy Universitet, Moscow, USSR.
10. Bondarenko, V., Maksymova, E. and Koval, O. (2013), "Genetic classification of gas hydrates deposits types by geologic-structural criteria", *UK: CRC Press Taylor & Francis Group*, pp. 115–119.

Стаття надійшла 11.03.2015.