

Э.А. Максимова

ПРИНЦИП ВЫБОРА СХЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОПЕРЕНОСА

Выполнен сравнительный анализ существующих методов разработки месторождений газовых гидратов. Предложен новый принципиальный подход к выбору схем разработки газогидратных месторождений на основе расчетных параметров продвижения контура теплового потока по разрабатываемому пласту.

ПРИНЦИП ВИБОРУ СХЕМИ РОЗРОБКИ ПРИРОДНИХ РОДОВИЩ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ПРОЦЕСІВ ТЕПЛОПЕРЕНОСУ

Виконано порівняльний аналіз існуючих методів розробки родовищ газових гідратів. Запропоновано новий принциповий підхід до вибору схем розробки родовищ газових гідратів. Пропонуються застосовувати схеми розробки газогідратних покладів на основі розрахункових параметрів просування контуру теплового потоку по розроблюваному пласту.

PRINCIPLE OF CHOICE DEVELOPMENT SCHEMES NATURAL DEPOSITS OF GAS HYDRATES BASED ANALYSIS OF HEAT TRANSFER PROCESSES

A comparative analysis of the existing methods development of gas hydrates deposits. Proposed a new principled approach to the choice of the development of gas hydrate deposits on the basis the calculated parameters promotion of the heat flux on the mined seam.

ВВЕДЕНИЕ

Материковые залежи газовых гидратов на территории Украины отсутствуют из-за особенностей ее геолого-морфологического строения. В 90-х годах XX столетия в Украине обнаружены подводные месторождения газовых гидратов в Черном море в 45 км южнее г. Ялта. Объединением «Южморгеология» был организован ряд экспедиций, пробурены скважины, получены керны с образцами газовых гидратов. По данным исследователей и участников экспедиций (Ю.А. Бяков, Р.П. Круглякова [1], Е.Ф. Шнюков, В.П. Коболев [2]), газогидраты, поднятые с глубоководной части

Черного моря, содержат в среднем до 95% метана.

Перспективная оценка газоносности черноморских недр наиболее четко отражена в работах [2 – 4]. Почти вся глубоководная часть Черноморской впадины является благоприятной для гидратообразования. Региональные геофизические исследования этих авторов позволили получить пространственную картину распространения газогидратов в Черном море, образование которых термодинамически возможно на глубинах 300 – 350 м, а для чистого метана – начиная с мощности водной толщи 700 – 750 м. В работах [2 – 4] определена нижняя граница развития гидратов в

толще осадков по геофизическим данным от 400 – 500 м до 800 – 1000 м ниже дна моря.

Для разработки таких месторождений в будущем необходимо отработать методологически грамотную и максимально щадящую для окружающей природной среды технологию добычи газа из месторождений газовых гидратов. Требуется разработка комплексного подхода к освоению данного природного ресурса. Учитывая широкомасштабные мировые исследования в этой области, становится очевидным, что необходимо досконально исследовать характер взаимодействия всех процессов в рассматриваемых системах, детально изучить фазовые переходы газогидратных систем различного состава в каждом конкретном месторождении и учитывать их при разработке схем извлечения ресурса.

Актуальность таких исследований подтверждается отсутствием мировых научно обоснованных разработок по технологии добычи специалистами горной отрасли. Этими проблемами широко занимаются химики, экологи и ученые других специальностей. На сегодняшний день отсутствует технология разработки месторождений газовых гидратов, основанная на реалиях горнодобывающей науки.

Учитывая все эти аспекты, особенности газогидратов и их интенсивное исследование мировым научным сообществом, а также в связи с постоянно растущими ценами на природный газ и актуальностью данной проблемы для Украины, в Национальном горном университете на кафедре подземной разработки месторождений полезных ископаемых на протяжении последних четырех лет ведутся исследования в этом направлении [5]. Создана лаборатория инновационных технологий, искусственным путем получены газовые гидраты для моделирования и исследования их свойств в различных вмещающих породах. Очевидно, что внедрение научно обоснованных технологий разработки месторождений газовых гидратов позволили использовать в будущем этот энергоресурс и гра-

мотно владеть ситуацией в целом. Это имеет научную новизну в мировых исследованиях газогидратов, что крайне важно для нашего государства.

ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ

На сегодняшний день теоретически существует четыре основных принципиальных подхода к добыче газа из природных залежей газовых гидратов. Это нагрев гидратосодержащих пород выше равновесной температуры, снижение давления ниже условия фазового равновесия, 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, в результате чего он начнет распадаться на газ и воду.

Суть методов закачки теплоносителя основана на подаче тепла внутрь кристаллической решетки гидрата с целью повышения температуры и ускорения процесса диссоциации. При этом, как только газ начинает высвобождаться из газогидратного слоя, его ловят на поверхности различными приспособлениями, конструкции которых весьма громоздки и неэффективны с точки зрения полноты собирания газа метана. Такой метод, на наш взгляд, также оказывает значительное влияние на природное состояние залежи, поскольку в системе появляется дополнительный объем подаваемой воды и помимо теплового воздействия будет происходить механическое влияние на пласт. Этот процесс нежелателен с точки зрения охраны окружающей природной среды при разработке таких месторождений. Также известно, что процесс разложения гидратов сопровождается поглощением тепла с высокой удельной энтальпией 0,5 МДж/кг (для примера, теплота плавления льда составляет 0,34 МДж/кг). Это требует дополнительных затрат по нагреву

подаваемой воды. По мере удаления фронта разложения от забоя скважины все больше энергии будет тратиться на прогрев вмещающих пород. Как показали наши расчеты, зона теплового воздействия на гидраты через стенки скважины исчисляется первыми метрами.

Снижение давления на глубинах более 1000 м имеет технологические особенности и, в конечном итоге, при начале диссоциации приведет к дополнительному снижению температуры в пласте и повторному образованию кристаллогидратов. В данном случае потребуется комбинировать методы и эти процессы также необходимо рассматривать с точки зрения теории теплопереноса.

В иных случаях, ошибка многих разработчиков заключается в том, что предлагается либо извлекать льдоподобные массы на поверхность, либо извлекать воду, насыщенную газом, на поверхность по эрлифтным колоннам, а лишь потом производить сепарацию и извлечение газа. Такие способы слишком энергозатратны, вследствие чего экономически не привлекательны. Например, известно множество способов добычи газа из газовых гидратов донных отложений путем растворения верхнего слоя скоплений газовых гидратов водой с естественной температурой водоема, путем подачи ее в опущенный на дно колокол, с образованием в нем водно-газовой смеси с метаном и его гомологами с последующим откачиванием смеси на поверхность эрлифтными установками. Такие способы являются весьма громоздкими и затратными, поскольку нуждаются в использовании значительных объемов металлоемких конструкций, которые будут подвержены интенсивной коррозии из-за агрессивности морской воды, предусматривают транспортировку огромных объемов воды с низким содержанием газа и пригодны лишь на малых глубинах и на ограниченных по площади участках. Наряду с этим, процесс диссоциации представляет собой неуправляемый процесс.

Также известны способы разработки

месторождений твердых углеводородов путем разбухания залежи скважинами с системой замкнутых горизонтальных боковых секций, с последующим формированием неконтролируемого теплового поля в нижнем пласте и отбор углеводородов из верхнего газогидратного пласта. В процессе эксплуатации предполагается непрерывно поддерживать влияние на пласт горячей воды с ее постоянной циркуляцией по образованным замкнутым каналам. Отбор водно-газовой смеси предлагается производить методом эрлифта, с последующей ее сепарацией на поверхности. Такие методы предполагают наличие огромных объемов горячей воды, транспортировку этих значительных объемов, усложняются многоуровневой схемой разработки и необходимостью дальнейшей сепарации. Также такие методы, ввиду площадного нагрева, чреватые неконтролируемостью всего процесса разложения газогидратного массива.

При подаче ингибиторов внутрь газогидратного слоя происходит изменение состава газового гидрата. В многочисленных работах, посвященных исследованию действия ингибиторов, показано, что введение ингибитора определенной концентрации в газовый гидрат приводит к сдвигу равновесных условий гидратообразования, а именно – к сдвигу равновесной температуры гидратообразования, способствуя диссоциации гидратов и высвобождению содержащегося в них метана. Так что, казалось бы, метод представляет определенный интерес. Но при этом будет происходить широкомасштабное техногенное воздействие химических реагентов на воды мирового океана ввиду широкого распространения газовых гидратов на планете Земля. Это может нанести непоправимый ущерб жизни в океане. Также ингибиторы имеют высокую степень токсичности (как при действии паров, так и при попадании на кожные покровы и внутрь организма) и высокую пожароопасность, что при добыче метана нежелательно. Для этого метода имеются свои минусы и с технологической

точки зрения, а именно, что при выборе того или иного ингибитора нужно учитывать большое количество факторов: технологические особенности ингибитора, коррозионную активность основного реагента, входящего в состав ингибитора, совместимость ингибитора с минерализованной (морской) водой и с другими реагентами.

По нашему мнению, 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. Для достижения этой цели необходимо с максимально возможной степенью вероятности учитывать все процессы, происходящие в газогидратном пласте. В научной литературе существует несколько технологий влияния тепловым источником на газовый гидрат с целью добычи из него газа метана. Однако, независимо от способа донесения теплоносителя в пласт, там будут происходить процессы передачи тепла в твердой среде. Этот процесс в таком аспекте, применительно к газогидратной залежи, в настоящее время не изучен.

В предложенном методе будем рассматривать схему разработки газогидратной залежи тепловым полем (рис. 1).

Основными параметрами до начала ведения работ и для последующего контроля за системой разработки должны служить показатели теплопроводности вмещающих пород. Поскольку теплопроводность зависит от агрегатного состояния вещества, его состава, чистоты (однородности), температуры, плотности и давления, то до начала ведения работ необходимо определить состав рабочей зоны. С этой целью выполняется детальная разведка горно-геологических условий залегания залежи с отбором и исследованием кернов пород вмещающей толщи. Необходимо также учитывать тот факт, что на первых же этапах прохода теплоносителя сквозь пласт, при смещении фазового равновесия в газогидратной залежи, в при-скважинной зоне будет появляться трехфа-

зовая среда: газовый гидрат в виде льда, вода, метан и твердая фракция частиц 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 экзотермических процессов, которые возникнут в газогидратной залежи, предлагается проводить обязательное параллельное опробование и в расчеты теплопереноса вводить средневзвешенные значения показателей коэффициента теплопроводности, удельной теплоемкости и плотности для льда и вмещающих пород в соотношении, эквивалентном коэффициенту пористости.

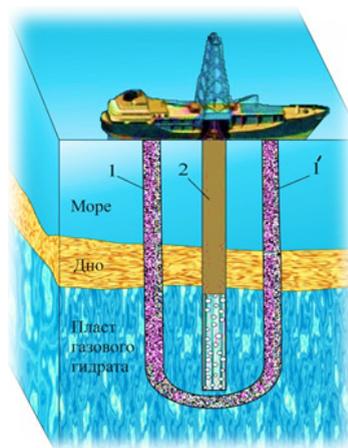


Рис. 1. Схема разработки газогидратной залежи тепловым полем: 1 – 1' – замкнутая скважина с теплоносителем; 2 – эксплуатационная скважина

На следующих этапах разработки в системе расчетов необходимо вводить показатели этих параметров для морской воды на этой глубине и свободного газа. Предпосылкой к такому выводу послужил тот факт, что генетически газовый гидрат привязан к активной пористости вмещающих пород [6]. Для описания процесса на начальной стадии, например, если вмещающими породами служат илистые пески, активная пористость которых составляет порядка 40%, то именно эти 40% вмещающих

пород будут содержать газовый гидрат.

В процессе диссоциации будет происходить рост давления, который будет «притормаживать» распад, но впоследствии этот рост будет компенсироваться его сбросом, по мере выхода метана в газоприемную скважину.

Для начала описания процесса в основу расчетов положен эмпирический закон Фурье, согласно которому удельный тепловой поток (или интенсивность теплового потока) прямо пропорционален градиенту температуры

$$q = \lambda \left(-\frac{dt}{dn} \right), \quad (1)$$

где λ – коэффициент теплопроводности;

$\frac{dt}{dn}$ – градиент температуры по нормали к изотермической поверхности.

В работе был выполнен расчет параметров скорости прохождения теплового поля от скважины с теплоносителем по модели «полуограниченный пласт – полоса» по методикам, которые широко применяются в гидрогеологических расчетах [7]. В зависимости от типа месторождений [8] и литологического состава вмещающих пород в преобразованную формулу вошли средневзвешенные характеристики вмещающих пород

$$\Delta T_y = \Delta T_0 \operatorname{erfc} \frac{y}{2\sqrt{at}}, \quad (2)$$

где ΔT_y – приращение температуры в расчетной точке к координатной y ;

ΔT_0 – приращение температуры относительно температуры залежи и подаваемого теплоносителя;

$\Delta T_0 = T_{cp} - \Delta T$, где T_{cp} – граничная температура теплоносителя; ΔT – температура в пласте;

y – пространственная координата, м;

t – время, с;

a – температуропроводность, $\text{м}^2/\text{с}$, которая определяется по формуле

$$a = \frac{\lambda}{C_p \rho}, \quad (3)$$

где λ – теплопроводность, $\text{ккал}/\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}$;

C_p – удельная теплоемкость,

$\text{ккал}/\text{кг} \cdot \text{°C}$;

ρ – плотность, $\text{г}/\text{см}^3$.

Для расчетной схемы «пласт – полоса» применялся принцип сложения течений или метод суперпозиции. При комбинации различных схем разработки в расчетах возможно схему «пласт – полоса» рассматривать как сумму двух полуограниченных пластов. Начало координат, в таком случае, следует брать последовательно на первой и второй границах.

Поскольку для сдвига фазового равновесия достаточно увеличить температуру залежи на $2 - 4 \text{ °C}$, то предлагается методом двойной суперпозиции определять время, когда залежь достигнет температуры 13 °C , учитывая тепловое влияние каждой границы в отдельности.

Предлагается с плавучей платформы пробурить скважину $l - l'$, как показано на рис. 2.

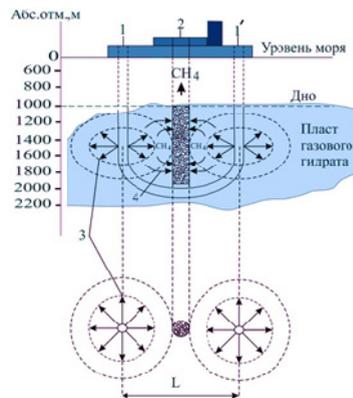


Рис. 2. Схема разработки газогидратной залежи замкнутыми тепловыми потоками: L – длина расчетной зоны влияния теплоносителя на пласт; $1 - 1'$ – замкнутая скважина с теплоносителем; 2 – эксплуатационная скважина; 3 – изотермы; 4 – линии тока газовых потоков

Для примера был принят пласт газового гидрата, состоящий из 60% илистых песков и 40% гидрата (основываясь на показателе пористости вмещающей толщи). Исходя из этой предпосылки был рассчитан коэффициент температуропроводности a по формуле (3).

Тепловое воздействие осуществляется путем закачки морской воды с температурой 20 °С из верхних слоев с плавучей платформы в скважину I , с последующим ее самоизливом у противоположной стороны платформы, т.е. из противоположного устья I' соответственно.

Выполненные расчеты показали, что через 30 суток температура начнет постепенно повышаться на необходимую величину на 4,089 °С, на расстоянии 1 м от скважины с теплоносителем I и I' (см. рис. 2), на расстоянии 2 м – на 1,211 °С, а на расстоянии 3 м – на 0,22 °С. На более дальних расстояниях, при этих параметрах, действие теплоносителя будет практически незаметным. В таблице приведены результаты расчетов ($a = 4,31 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $t = 2592 \cdot 10^3$ с; $\Delta T = 11$ °С; $T_{zp} = 20$ °С; $\Delta T_0 = 9$ °С).

РАСЧЕТ ПРИРАЩЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ОТНОСИТЕЛЬНО ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАЛЕЖИ И ПОДАВАЕМОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ΔT_y , °С

Таблица

Координата расчетной точки y , м	Коэффициент температуропроводности, $a \cdot 10^{-6}$, м ² /с	Временная координата, $t_1 \cdot 10^3$, с	ΔT , °С	T_{zp} , °С	ΔT_0 , °С	ΔT_{y1} , °С	T_1 , °С
1	4,31	2592	11	20	9	4,089	13,08955856
2						1,211	10,21137933
3						0,223	9,223305152
4						0,024	9,024908993
5						0,001	9,001652649
6						$6,4 \cdot 10^{-5}$	9,00006451
7						$1,4 \cdot 10^{-6}$	9,000001471
8						$1,9 \cdot 10^{-8}$	9,000000019
9						$1,4 \cdot 10^{-10}$	9
10						$6,6 \cdot 10^{-13}$	9

Таким образом, очевидно, что следующий куст скважин следует располагать на расстоянии $L = 6$ м с тем, чтобы вести разработку пласта на заданной площади. На основе такого методологического подхода предлагается принимать схемы разработки пластов газовых гидратов в различных вмещающих породах, поскольку в уравнение входит коэффициент температуропроводности, который включает в себя изме-

нения теплопроводности, плотности и удельной теплоемкости залежи. В конечном итоге расчеты должны выполняться поэтапно, как подбирая соответствующие технологические параметры, изменяющиеся в соответствии с ходом добычи, так и перемещая платформу на другие площади разработки.

ВЫВОДЫ

В работе впервые предложен метод разработки газогидратных месторождений, залегающих на различных глубинах, на основе комплексного подхода к оценке исходных параметров горно-геологических условий месторождения. Основным принципом предлагаемой системы разработки газогидратного пласта является сдвиг фазового равновесия газового гидрата в сторону его диссоциации с выделением газа и воды, с полным оставлением воды и вмещающих пород в пласте. Скорость процессов теплопереноса в газогидратной залежи

предлагается определять на основе применения дифференциальных уравнений теплопроводности Фурье для твердых сред. На основе полученной скорости прохождения теплового поля предлагается определяться со схемой разработки. За счет особенностей технологии предложенный метод дает возможность получить управляемый процесс при промышленной добыче природного газа из газовых гидратов. Все основные преимущества предложенного метода минимизируют отрицательное влияние такой разработки на окружающую среду.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бяков Ю.А. Газогидраты осадочной толщи Черного моря – углеводородное сырье будущего / Ю.А. Бяков, Р.П. Круглякова // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 8. – С. 14 – 18.
2. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1974. – 208 с.
3. Шнюков Е.Ф. Минеральные богатства Черного моря / Е.Ф. Шнюков, А.П. Зиборов. – К.: Наукова думка, 2004. – 280 с.
4. Шнюков Е.Ф. Газовый вулканизм Черного моря / Е.Ф. Шнюков, В.П. Кобелев, А.А. Пасынков. – К.: Логос, 2013. – 384 с.
5. Bondarenko V. Gas hydrate deposits of the black Sea's trough: currency and features of development / V. Bondarenko, E. Maksymova, K. Ganushevych, K. Sai // *Szkoła Eksploatacji Podziemnej: materiały konferencyjne*. – Krakow, 2013. – P. 118 – 123.
6. Bondarenko V. Genetic classification of gas hydrates deposits types by geologic-structural criteria / V. Bondarenko, E. Maksymova, O. Koval // *Mining of Mineral Deposits: annual scientific-technical collection*. – The Netherlands: CRC Press/Balkema, 2013. – P. 115 – 119.
7. Шестаков В.М. Динамика подземных вод / В.М. Шестаков. – М.: МГУ, 1979. – 369 с.
8. Максимова Э.А. Типы месторождений газовых гидратов и их учет при подземной разработке / Э.А. Максимова // Сб. науч. трудов ДонГУ. – Алчевск, 2013. – Вып. 40. – С. 65 – 69.

ОБ АВТОРАХ

Максимова Элла Александровна – к.г.-м.н., доцент кафедры подземной разработки месторождений Национального горного университета.