

Валерий ЧИСТЯКОВ, Николай ВИШНЕВСКИЙ, Никита МАЛЬЦЕВ
Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)

POWYSHENIE KACZESTWA OTBORA KERNOVYKH PROB PRI BURENII SKVAZHIN NA PRIRODNYE GAZOVYE GIDRATY

Резюме. Освоение газогидратных ресурсов требует разработки новых, гораздо более эффективных и безопасных технологий их поиска, разведки и добычи. Одной из важнейших задач совершенствования методов поиска и разведки природных газогидратных залежей является совершенствование и разработка новых способов и технических средств отбора ненарушенных керновых проб из газогидратных толщ.

IMPROVEMENT QUALITY OF CORING AT NATURAL GAS HYDRATES WELL DRILLING

Summary. Gas hydrates - the firm crystal connections formed water (liquid water, an ice, water vapor) and low-molecular waterproof natural gases such as carbohydrates (mainly methane), CO_2 , N_2 and others, whose crystal structure effectively compresses gas: each cubic meter of hydrate can yield over 160 m^3 of methane. The current estimates show that the amount of energy in these gas hydrates is twice total fossil fuel reserves, indicating a huge source of energy, which can be exploited in the right economical conditions. The further perfection of prospecting methods in the field of studying gas hydrate containing sediments in round extent depends on improvement of methods of sampling native-state core from these sediment keeping not only original composition, but structural - textural features of their construction. A pressure and temperature core sampler comprises a tool for recovering cores specifically enabling the evaluation of methane hydrate resources. Because methane hydrate tends to decompose under conditions of pressure decrease and/or temperature increase as the samples are retrieved to the surface, a coring tool in accordance with the present invention provides a self-contained system for retrieving core samples at or near in situ conditional. The coring tool is preferably a wire line retrievable device that provides for nearly continuous coring during the drilling operation. In present time for sampling native-state core in natural

gas hydrates deposits we are development the sampling device using the effect conservation gas hydrates at negative temperature conditions.

Газовые гидраты являются перспективным еще неосвоенным источником природного газа на Земле. Они представляют собой скопления газа в особом, связанном на молекулярном уровне с водой состоянии. Это кристаллические твердые соединения типа $M \cdot nH_2O$, в которых газ с молекулярной массой M удерживается внутри n молекул воды с помощью ван-дер-ваальсовских связей. В качестве гидратообразователя могут быть газы или газовые соединения с относительно небольшим молекулярным весом такие, как углеводороды $C_1 - C_4$, CO_2 , N_2 и другие. В природных условиях приблизительно 90 % всех газогидратов представлены гидратами метана (табл.1) [3].

Таблица 1

Типовой состав природного газогидрата

Компонент	Содержание, % (мол.)	Компонент	Содержание, % (мол.)
CH_4	<u>87,2</u>	C_5H_{12}	0,3
C_2H_6	7,6	N_2	0,4
C_3H_8	3,1	CO_2	0,1
C_4H_{10}	0,8		
<i>изо</i> - C_4H_{10}	0,5		

Эти соединения образуются при низких температурах и высоких давлениях и в этих условиях сохраняют агрегатное состояние твердого кристаллического вещества, напоминающего рыхлый лед или спрессованный снег. Они часто имеют характерный запах природного газа, и могут гореть. При изменении термобарических условий гидраты легко распадаются на газ и воду. Огромные ресурсы газогидратов, составляющие более 50 % всего органического углерода, могут составить реальную конкуренцию традиционным месторождениям углеводородов.

Количество молекул удерживаемой воды колеблется от 6 до 17. В зависимости от термобарических условий 1 объем воды связывает 70-210 объемов газа. Из одного кубометра природного гидрата метана может выделиться в нормальных атмосферных условиях порядка 160 м^3 метана газа и 0.87 м^3 воды.

Ресурсы природных газовых гидратов подразделяются по их географическому положению на континентальные и морские, а по генезису газа в гидратах – на катагенные и хемогенные. Как установлено многочисленными буровыми и сейсморазведочными работами в различных частях мира, газовые гидраты образуют скопления только в осадочных толщах, располагающихся в районах распространения многолетнемерзлых пород, в Арктических бассейнах и на океанском дне. Причем природные гидраты могут находиться как в породах с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (пески, песчаники, трещиноватые и пористые карбонатные и другие породы), так и в слабопроницаемых отложениях (глины, илы, алевролиты, аргиллиты) [1].

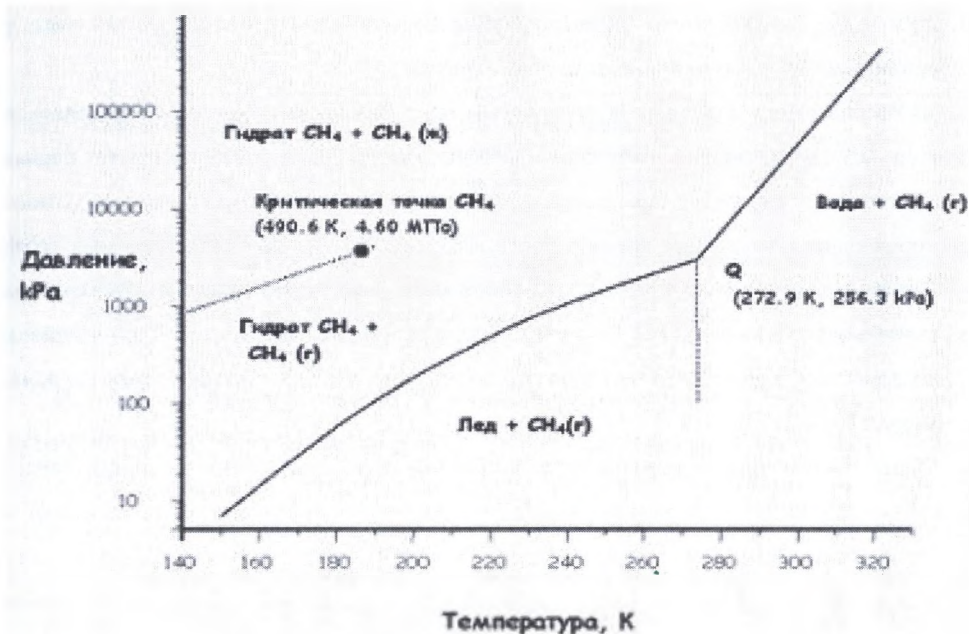


Рис. 1. Диаграмма, характеризующая состояние природных газогидратов при изменении термобарических условий

Fig. 1. P-T diagram natural gas hydrate conditional

Зона агрегатной устойчивости природных газовых гидратов может быть стабильной и метастабильной. Стабильная зона устойчивости газовых гидратов ЗСГ находится в относительно узком диапазоне изменения температуры и давления, за пределами которого начинается перестройка кристаллической структуры гидратов и

связанная с этим их диссоциация. Эта зона характеризуется высокими давлениями или низкими температурами, при которых гидрат может не только образовываться, но и существовать. Метастабильная зона устойчивости обеспечивает лишь существование природных газогидратов в естественных условиях и характеризуется отрицательными температурами, при которых проявляется эффект самоконсервации гидратов, предупреждающий их диссоциацию в условиях низких давлений (рис. 1) [3].

После опубликования первых результатов исследований, выполненных в последней трети XX века в нашей стране и за рубежом по программе природных гидратов метана, интерес к их ресурсам резко вырос и географически расширился. В рамках реализации различных национальных и международных программ в Великобритании, Германии, Канаде, Китае, Индии, России, США, Южной Кореи, Японии и др. было открыто финансирование исследований по поискам, разведке и освоению месторождений природных газогидратов.

В России самым крупным газогидратным месторождением считается Мессояхское газовое месторождение в Западной Сибири, где впервые была открыта первая промышленная газогидратная залежь. Помимо Мессояхского газоконденсатного месторождения в настоящее время в России начинается изучение газогидратных толщ на новых континентальных газоконденсатных месторождениях, таких как Ямбургское и Бованенковское, на газовых месторождениях в районах Улан-Юряхской антиклинали и алмазонасной трубки Удачная (Якутия), а также на золотоносных россыпях Колымы и Чукотки (рис. 2) [6].

В настоящее время разведка месторождений природных гидратов представляет собой сочетание двух основных методов: площадные геофизические исследования и геофизические исследования в скважинах (ГИС). Применение этих методов не дает возможности определять главную характеристику изучаемых пород – исходную величину их гидратосодержания, что не позволяет однозначно интерпретировать их результаты.

Так, согласно полученным данным геофизических исследований и сейсморазведки, в верхней части продуктивного разреза Мессояхского месторождения предполагается существование природных гидратов. Однако следует отметить, что прямые исследования гидратоносности месторождения на основе керна опробования не проводились, а те признаки, по которым были выявлены гидраты, носили косвенный характер и допускали различную трактовку. Поэтому к настоящему моменту нет единого мнения о гидратоносности отдельных толщ Мессояхского месторождения [6].



Рис. 2. Районы континентальных газогидратных проявлений в России:

- 1 – Бованенковское газоконденсатное м-е; 2 – Ямбургское газоконденсатное м-е;
 3 – Мессояхское газовое м-е; 4 – устье р. Оленек; 5 – Западная Якутия; 6 – Колымо-
 Индигирская низменность; 7 – север п-ова Чукотка

Fig. 2. Continental gas hydrate deposits in Russia

- 1 - Bovanenkovsk gas hydrate deposits; 2 - Yamburgsk gas hydrate deposits; 3 - Messoyahsk gas hydrate deposits; 4 - A mouth of the Olenek river; 5 - The western part of the Yakutia; 6 - Lowland of the Kolyma; 7 - The north region of the Chukotka

В этом отношении наиболее показательным является пример другого предполагаемого гидратоносного района – северного склона Аляски (США). Долгое время по результатам интерпретации геофизических материалов и оценке газоносности обычными методами считалось, что данный район имеет значительные запасы газа в гидратном состоянии. С целью детального изучения условий залегания гидратов на Аляске и оценки их ресурсов в конце 2002 г. было организовано бурение разведочной скважины. Несмотря на ряд косвенных признаков наличия гидратов, а также на благоприятные термобарические условия, гидратов, представляющих промышленный интерес, пока в поднятых кернах обнаружено не было. Это еще раз подтверждает тезис о том, что единственным надежным способом обнаружения газогидратных залежей и качественной оценке их ресурсов является разведочное бурение с отбором керна.

На данный момент с помощью кернового опробования подтверждена гидратоносность лишь двух месторождений природных гидратов, представляющих

наибольший интерес с точки зрения их промышленного освоения: это канадское месторождение Mallik и японское месторождение Нанкай [7, 8].

На первом этапе отбор керн из гидратосодержащих толщ, как за рубежом, так и в нашей стране осуществлялся теми же способами и техническими средствами, которые применялись для этих целей при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. Однако качество кернового опробования оказалось низким, так как при бурении и подъеме керн из скважины большая часть содержащихся в нем гидратов вследствие изменения естественных термобарических условий разлагалась.

Существующие снаряды для отбора качественного керн из гидратосодержащих пород, например, снаряд, созданный американской фирмой Christensen, оказались сложны в конструктивном отношении и требовали значительных затрат средств и времени для проведения всех необходимых операции [5].

Для решения проблемы повышения качества кернового опробования при поисках и разведке месторождений природных газовых гидратов на кафедре Технологии и техники бурения скважин СПГТИ (ТУ). проводятся исследования и разработки новых способов и технических средств отбора ненарушенных кернов из гидратосодержащих пород и отложений [4].

Исследуемый и разрабатываемый в настоящее время способ отбора ненарушенных керновых проб из гидратосодержащих пород и отложений предусматривает использование эффектов самоконсервации или принудительной консервации газогидратных включений в условиях сохранения или поддержания отрицательной температуры керн. В процессе выбуривания керн из гидратосодержащих пород (отложений) в керноприемной части бурового снаряда поддерживаются термобарические параметры, соответствующие аналогичным параметрам пласта в зоне забоя скважины. Для предупреждения разложения газогидратных включений в условиях резкого изменения термобарических параметров при подъеме снаряда на поверхность керн предварительно охлаждается до более низких отрицательных температур, позволяющих сохранять их мерзлое состояние на поверхности, при котором проявляется эффект самоконсервации газогидратов. В условиях изменения естественных термобарических параметров диссоциация газогидратов сопровождается появлением пленки воды на их поверхности, которая при отрицательной температуре замерзает и превращается в корочку льда. Так как диссоциация газовых гидратов идет с поглощением теплоты, то наличие ледяной корки и отрицательная температура гидратов резко уменьшают скорость их диссоциации, позволяя сохранять гидраты

практически в неизменном состоянии при извлечении керна из скважины на поверхности, т.е. в условиях атмосферного давления и положительных температур [3].

Если гидратосодержащие породы имеют естественную положительную температуру, то способ основывается на использовании эффекта принудительной консервации, предусматривающий перед извлечением керна на поверхность охладить его до определенных отрицательных температур с целью использования при понижении давления на поверхности использовать эффект самоконсервации газогидратных включений. Предварительные результаты исследований позволяют считать, что для использования эффекта самоконсервации керн с включениями газовых гидратов с естественной отрицательной температурой мерзлых пород перед извлечением его из скважины необходимо дополнительно охладить в керноприемнике до отрицательных температур порядка -2°C – -10°C , а при использовании эффекта принудительной консервации – до -15°C – -25°C . Эти диапазоны температур должны соответствовать качественному проявлению используемых эффектов.

Дополнительная сохранность керна обеспечивается увеличением его прочности и герметичности за счет частичного или полного замерзания находящейся в нем поровой воды. Относительно небольшие отрицательные температуры, необходимые для проявления в гидратах эффектов самоконсервации или принудительной консервации, возможность отбора и транспортировки керновых проб при атмосферном давлении практически в течение нескольких часов существенно снижают трудности с технической реализацией предлагаемого способа, повышают качество отбираемых образцов и снижают затраты на проведение комплексных исследований.

При разработке устройства для реализации данного способа за основу были взяты двойные колонковые снаряды со съемной невращающейся внутренней керноприемной трубой, используемые для получения качественного керна при бурении разведочных скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые.

Разрабатываемый для этих целей термогидратоотборный снаряд (рис.3.) представляет собой двойной колонковый снаряд со съемной невращающейся внутренней трубой, которая дополняется специальной системой охлаждения, включающей в себя секцию с баллоном сжиженного газа и дросселирующим устройством и секцию с охлаждающей жидкостью (промежуточным холодоносителем) и со спирально-трубчатый теплообменником. Для повышения эффективности охлаждения керноприемник оборудуется специальным кожухом, в кольцевом

пространстве которого за счет естественной конвекции циркулирует охлаждающая жидкость.

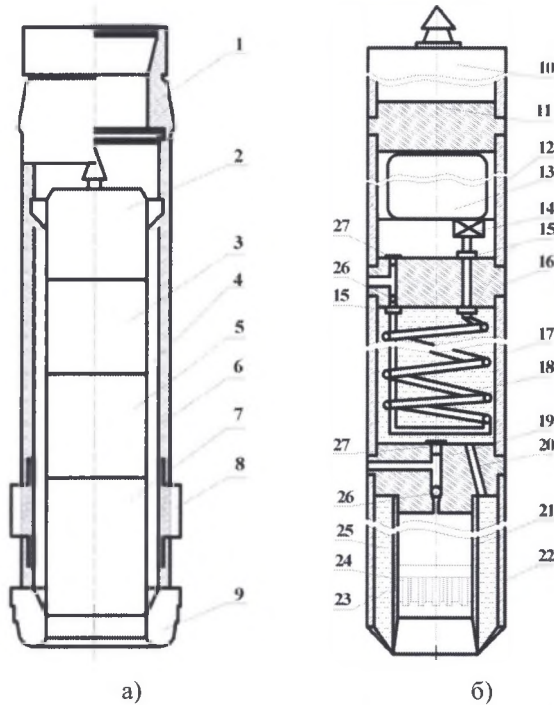


Рис. 3. Схема термогидратоотборного снаряда:

а – наружная колонковая труба: 1 – соединительный переходник; 2 – секция подвески и фиксации внутренней съемной трубы; 3 – секция с баллоном сжиженного газа; 4 – кольцевой канал между наружной и внутренней трубами; 5 – секция с охлаждающей жидкостью и со спирально-трубчатым теплообменником; 6 – наружная колонковая труба; 7 – керноприемная секция; 8 – расширитель-стабилизатор; 9 – породоразрушающий инструмент; б – внутренняя колонковая труба: 10 – узел подвески; 11 – соединительный переходник; 12 – корпус секции с баллоном сжиженного газа; 13 – баллон со сжиженным газом; 14 – дросселирующее устройство; 15 – соединительные элементы крепления; 16 – соединительный переходник; 17 – корпус секции с охлаждающей жидкостью и со спирально-трубчатым теплообменником; 18 – спирально-трубчатый теплообменник; 19 – соединительный переходник; 20 – циркуляционный канал; 21 – керноприемник; 22 – кожух керноприемника; 23 – корпус кернорвателя; 24 – кернорвательное кольцо; 25 – охлаждающая жидкость или промежуточный холодоноситель; 26 – обратный клапан; 27 – пробка с резьбой

Fig. 3. Scheme of thermogashydrate probe

a – outer core barrel: 1 – adapter; 2 – swivel and locking device; 3 – liquefied gas section; 4 – annular channel; 5 – refrigerating fluid section with pipe spiral cooler; 6 – outer core tube; 7 – core receiver; 8 – reaming shell; 9 – core bit; b – inner core barrel: 10 – swivel and locking device; 11 – upper adapter; 12 – case of liquefied gas section; 13 – liquefied gas container; 14 – strangler; 15 – connecting elements; 16 – middle adapter; 17 – case of refrigerating fluid section; 18 – pipe spiral cooler; 19 – low adapter; 20 – circulating channel; 21 – core receiver; 22 – case of core receiver; 23 – core-lifter case; 24 – core-lifter; 25 – cooling liquid; 26 – back pressure valve; 27 - threaded plug

Секции между собой соединяются двумя специальными переходниками. В нижнем переходнике располагаются циркуляционные каналы для охлаждающей жидкости и обратный клапан, обеспечивающий выход промывочной жидкости из керноприемника при заполнении его керном в процессе бурения. В верхнем переходнике размещаются циркуляционные каналы с обратным клапаном и элементы крепления дроссельного устройства и спирально-трубчатого теплообменника для циркуляции холодильного агента в системе охлаждения промежуточного холодоносителя.

Все остальные узлы и детали устройства остаются стандартными, характерными для снарядов со съёмными керноприемниками.

В соответствии с этим, одной из основных задач для обоснования конструкции термогидратоотборника является выбор и расчет системы охлаждения керна до требуемых отрицательных температур.

На первом этапе исследований для поставленной задачи была определена ориентировочная холодопроизводительность системы охлаждения.

1. Для охлаждения керна с включениями гидрата до требуемой отрицательной температуры требуется некоторое количество отведенной теплоты, которое может быть определено из следующего балансового уравнения:

$$Q_{об} = k[c_r G_r (t_2 - t_1) + \tilde{n}_d G_d (t_2 - t_1) + G_d (c_d \Delta t_d + r_d) + c_e G_e \Delta t_e], \quad (1)$$

где $Q_{об}$ – количество энергии, затрачиваемой на охлаждение керна в керноприемной камере, Дж; k – коэффициент, учитывающий потери холода в системе охлаждения; c_r, c_n, c_v, c_l – теплоемкость гидрата, вмещающей породы, воды и льда, Дж/кг*К; G_r, G_n, G_v, G_l – масса в керновой пробе соответственно гидрата, породы, воды и льда, кг; t_1, t_2 – начальная и конечная температуры керна, °С; $\Delta t_v, \Delta t_w$ – перепад температуры при охлаждении воды и льда, °С; r_v – теплота агрегатного перехода вода-лед, Дж/кг.

Расчет был сделан для керна длиной $l_k = 1$ м, диаметром $d_k = 0,04$ м. Вмещающая порода - песчаник с плотностью $\rho = 2800$ кг/м³, $c_n = 0,81$ Дж/кг*К. Содержание гидрата 20 %, песчаника - 70 %, воды -10%, начальная температура +10°С, конечная - -25°С.

Расчеты, выполненные в Excel, с учетом $k = 1,5$, $r_v = 3,3 \cdot 10^5$ Дж/кг, $\rho_r = 680$ кг/м³, $c_r = 2880$ Дж/кг*К с позволяют оценить холодопроизводительность системы охлаждения:

$$Q_{об} = 83583 \text{ Дж}$$

2. При использовании в системе охлаждения для выработки холода сжиженных газов (азот, углекислота и пр.) необходимую их массу можно оценить с использованием следующего выражения:

$$G_x = \frac{Q_{об}}{r_{агр} + c_{газ} \Delta t_{газ}}, \text{ кг}, \quad (2)$$

где G_x – масса сжиженного газа; $r_{агр}$ – теплота агрегатного перехода жидкость-газ, Дж/кг; $c_{газ}$ – теплоемкость холодоносителя в газообразной фазе; $\Delta t_{газ}$ – перепад температуры холодоносителя в газообразной фазе $\Delta t_{газ}$.

Для расчетов использовались параметры сжиженных газов: 1 – азот и 2 – углекислота.

1) При $r_{агр} = 2 \cdot 10^5$ Дж/кг; $c_{N_2} = 1,04$ кДж/кг $^{\circ}$ С; $\Delta t = -25 - 10 = -35^{\circ}$ С, получаем:

$$G_{N_2} = \frac{Q_{об}}{r_{агр} + c_{N_2} \Delta t_{газ}} = 0,51 \text{ кг}$$

2) При $r_{агр} = 5,7 \cdot 10^5$ Дж/кг; $c_{CO_2} = 0,85$ кДж/кг $^{\circ}$ С; $\Delta t = -25 - 10 = -35^{\circ}$ С, получаем:

$$G_{CO_2} = \frac{Q_{об}}{r_{агр} + c_{CO_2} \Delta t_{газ}} = 0,16 \text{ кг}$$

На способ и устройство для его реализации в настоящее время проведен патентный поиск и оформляется заявка на изобретение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басниев К.С. Природные газогидратные ресурсы, проблемы, перспективы. – Вып. 28 – М.: Нефть и газ, 2003, с. 20.
2. Дядин Ю.А., Гушин А.Л. Газовые гидраты. Соровский образовательный журнал. 1998, No. 3, с. 55-64.
3. Истомина В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992, с. 236.
4. Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвиненко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. - Л.: Недра, 1991, с. 295.
5. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). 2003, т. XLVII, No. 3, с. 70-79.
6. Якушев В.С., Перлова Е.В., Махонина Н.А. и др. Газовые гидраты в отложениях материков и островов. Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). 2003, т. XLVII, No. 3, с. 80-90.

7. Dallimore, S.R., T. Uchida, and T.S. Collett.: Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada, Geological Survey of Canada Bulletin 544, 1999, p. 403 (32 articles).
8. Tsuji H. Y.: Japan drills, logs gas hydrate wells in the Nankai Trough. Oil&Gas Journal, Sept.12, 2005, vol. 103.34, p. 37-42.

Recenzent: Prof. Ing. Petr Bujok, CSc. HGF, VŠB-TU OSTRAVA