

Академик НАН Украины **Е. Ф. Шнюков**, академик НАН Украины
П. Ф. Гожик, В. А. Краюшкин, В. П. Клочко

Накануне мировой субмаринной метаногидратодобычи

In the World Ocean's bottom sedimentary sequence, the submarine gas hydrate reserves are fabulously tremendous. Best of all, they have been ready for commercial production on the Atlantic continental margin of the United States and in the Nankai Trough near the Honshu Island, the Japan, whereas the natural gas is already recovered from the gas-hydrate-bearing sequence in the Norwegian Sea.

Изучением субмаринных зон газогидратообразования (ЗГО) занимаются ученые Европейского Союза (ЕС), Болгарии, Индии, Канады, США, России, Японии и Украины. Оценка ресурсного потенциала известных ЗГО в Арктике была до 1991 г. одной из главных задач совместной научно-исследовательской работы Геологической Службы США и бывшего Министерства геологии СССР. Эта работа финансировалась Министерством энергии США по межведомственному соглашению ДЕ-А121–83МС20422 [1]. Проект работы по европейской окраине Северной Атлантики (ЕОСА), финансируемый с 1996 г. Европейской Комиссией ЕС, служит мостом между академическими институтами и нефтегазовой промышленностью ЕС по картированию и интерпретации данных о субмаринных газогидратах и подводных оползнях донных осадков на глубоководной континентальной окраине Норвегии [2]. Индия создала национальную научно-исследовательскую программу по субмаринным газогидратам. В 1996 г. Департамент по развитию нефтегазовой промышленности Индии ассигновал \$ 56 млн на эту программу. Сейчас ее главным объектом является глубоководно-акваториальная часть бассейна Кришна-Годавари, согласно данным переинтерпретации морской сейсмоки и выявления очень ясных, четких сейсмоотражающих горизонтов, симулирующих морское дно и пересекающих осадочные толщи Бенгальского залива там, где его глубина равна 800–900 м. Геофизики государственной “Ойл энд Нейчрл Гэс Ко.” использовали при этом интервальные сейсмоскорости 1500–1600 м/с для негидратоносных отложений, подсчитав, что только на этой площади глубоководья Кришна-Годавари его ЗГО содержит 350 млрд м³ метана [3]. В общем ЕС, Индия, Канада, США и Япония имеют государственно финансируемые национальные программы изучения и освоения субмаринных газогидратов. КНР, Мексика, Норвегия, Чили и Южная Корея тоже задумались над аналогичным. В США есть Консультативный Комитет Минэнерго по метаногидрату и Газогидратный Комитет Американской Ассоциации геологов-нефтяников, где уже обсуждаются вопросы о коэффициенте газоотдачи ЗГО, сколько всего можно добыть газа из ЗГО каждой скважиной, каков ее ежесуточный дебит и каковы затраты. А Служба Управления Минеральным Сырьем США, основываясь на стохастической и вероятностной методологии изучает проблему освоения субмаринных ЗГО и оценивает их геологические и извлекаемые запасы метана в прибрежном глубоководье Атлантики, Мексиканского залива, Тихого океана и на Аляске [1–5].

Природные газогидраты в донных отложениях Мирового океана на 93% его площади залегают на активных и пассивных краях континентов и литосферных плит, в высоких и низких широтах, в местах с большой скоростью седиментации и там, где эти скорости малы,

на материковом склоне, континентальном подножии и абиссальной океанической равнине, согласно данным сейсморазведки и бурения многих морских скважин (табл. 1, 2).

По внешнему виду газогидраты — это агрегатные сростки прозрачных и полупрозрачных, белых или серых, часто желтых кристаллов “горючего льда” неопределенного габитуса. Они могут “цементировать” псаммиты и алевролиты (если заполняют значительную часть их порового пространства), придавая им заметную механическую прочность и акустическую жесткость, но могут присутствовать в виде частичного заполнения пор или отдельных нодулей, не цементирующих всеобъемлюще морские осадки. В глубоководном же прибрежье Западной Африки выявлены мономинеральные, без примеси терригенного материала, метаногидратные тела — “пагоды” и “елки” в полостях разломов и трещин, рассекающих осадочную толщу вкрест и вдоль плоскостей напластования. При бурении газогидратных скважин в самой западной части трога Нанкай, в тихоокеанском прибрежье японского о-ва Хонсю, подняты многометровые керны, где среди алевролитов также наблюдались слои мономинерального массивного газогидрата толщиной по несколько сантиметров. Известны и более крупные межпластовые тела мономинерального “горючего льда”. Одно из них, линзовидное и крупнейшее в мире, вскрыто скв. 84 из “Проекта глубокого морского бурения”. Имея толщину около 4–5 м, оно содержит всего 5–7% негидратного, обломочного, материала и залегает в 15-метровом гидратоносном горизонте, подошва которого расположена 240–255 м ниже дна Тихого океана, на континентальном склоне Северной Америки, в Центральноамериканском глубоководном желобе, возле Гватемалы. Из другой же скважины, пробуренной в том желобе, но мористее Коста-Рики, поднят 9-метровый керн вулканического пепла, сцементированного “горючим льдом”. Пористость пепла равна 62% и заполнена метаногидратом. Этот пепел залегает в 236-метровой газогидратной толще, средняя пористость которой измеряется 60,1% [5–7].

Природный газогидрат (клатрат газа) — это кристаллический минерал из воды и газа, т. е. кристаллическое минеральное твердое вещество (лед) в виде соединения включения,

Таблица 1. Особенности залегания субмаринных газогидратов, вскрытых бурением в Мировом океане [4]

Скважина или местность	Глубина залегания, м			Перепад давления для диссоциации, МПа	Температура газогидрата, °С
	дна моря	газогидрата	ОСД*		
Блэйк Ридж-1	2790	2990–3220	3220	20	11
Блэйк Ридж-2	3500	3600–3700	3700	2,0	22
Буш Хилл	2420	2440–2480	—	9,5	4
Коста Рика	3100	3400–3439	—	26	10
Гватемала-1	2400	2750–2800	—	12,5	15,6
Гватемала-2	1720	1870–2120	—	12,5	9,5
Гватемала-3	2000	2450–2500	2500	2,7	18
Мехико-1	1770	1950–2170	2540	12,5	7
Мехико-2	2900	3000–3077	3700	25	5,2
Мехико-3	1950	2050–2212	2750	13	7,2
Миссисипи Каньон	1330	1365–1470	—	11,5	7
Нанкай-1	945	1141–1210	1210	4,5	11
Нанкай-2	4700	4800–4870	—	41,5	4
Перу/Чили-1	5070	5200–5260	5700	43	6,5
Перу/Чили-2	3900	3950–4000	4300	30,5	10
Черное море	2020	2030–2040	—	16	4
Японское море	2600	2600–2650	2650	9,5	17

* ОСД — отражающий сейсмогоризонт, симулирующий дно моря.

где молекулы гидратообразующего газа (например, азота, аргона, гелия, диоксида и оксида углерода, изобутана, кислорода, криптона, ксенона, метана, неона, озона, пропана, сероводорода, хлора и этана) втиснуты давлением в пустоты кристаллической решетки воды (льда) без химического связывания их молекул. 1 м³ природного метаногидрата при его “таянии” на уровне моря дает от 165 до 180–200 м³ газообразного метана и около 0,87 м³ пресной воды, если метаном было занято 90% и более упомянутых просветов. Вода у дна океанов и глубоких морей имеет температуру не выше 1–4 °С, геотермический градиент — около 0,1 °С и давление — 10–50 МПа на изобатах 1000–5000 м. Втискивание же под такими давлениями молекул упомянутых углеводородов (УВ) в просветы между молекулами воды отражается на энергоплотности (теплотворной способности, теплоемкости), которая исчисляется 747458 ккал/м³ у метаногидрата, что в 73 раза больше энергоплотности газообразного метана, равной 10233 ккал/м³ [6–8].

Таблица 2. Результаты разбуривания субмаринных газогидратов в тихоокеанском трого Нанкай [5]

Номер скважины	Участок	Глубина, м		Проходка, м	Время бурения, сут	Скважинные исследования или работы
		дна океана	скважины			
1	К-1	2033	2450	417	3,4	КВБ
2	К-2	1862	2270	408	2,3	Те же
3	К-3	2010	2400	390	2,2	”
4	К-2	1862	2193	331	2,8	Отбор керна
5	Тот же	1861	2192	331	1,7	Те же
6	К-1	2032	2380	348	1,4	”
7	А-1	1007	1440	433	2,8	КВБ
8	А-2	1103	1495	392	2,0	Те же
9	А-3	1409	1860	451	2,6	”
10	А-4	1186	1522	336	1,8	”
11	Т-1	1060	1425	365	2,7	”
12	Т-2	1153	1550	397	1,9	”
13	Т-3	910	1300	390	1,8	”
14	Т-6	722	1010	288	1,7	”
15	Т-5	776	1100	324	2,9	”
16	Т-7	747	1000	253	1,3	”
17	Т-8	1356	1775	419	2,9	”
18	Т-9	1345	1765	420	2,8	”
19	Т-4	898	1240	342	1,6	”
20	А-1	1008	1510	502	4,4	СК
21	Т-6	721	1125	404	3,4	Те же
22	Тот же	720	970	250	3,1	Отбор керна
23	”	720	896	166	3,5	Те же
24	”	720	883	163	2,0	”
25	”	720	891,5	171,7	1,9	”
26	”	720	885,5	165,5	1,5	”
27	А-1	1006	1340	334	2,6	”
28	Тот же	1005	1345	340	2,6	”
29	”	1006	1243,5	237,5	3,1	”
30	”	1006	1390	384	2,0	”
31	”	1002	1406	404	7,0	Обсадка ствола
32	”	991	1563	572	8,5	Бурение горизонтального ствола

Примечание. КВБ — непрерывный каротаж без остановки бурения; СК — стандартный каротаж после проходки всего ствола.

Газогидратообразование в природе происходит при очень большой скорости движения флюидов и определенном сочетании температуры и давления. Метаногидрат возникает, например, при температуре минус 236°C и давлении $2 \cdot 10^{-5}$ МПа (почти вакуум), но может образовываться при минус 15° и 0,1 МПа, при плюс 3°C и чуть более 2 МПа, 10°C и 7 МПа, 20°C и 25 МПа, 40°C и 120 МПа, а также даже при 57°C и 1145,89 МПа. Гидрат же смеси из метана, этана, пропана и изобутана, если ее плотность по воздуху равна 1,0, образуется с водой при 2°C и 0,5 МПа, при 10°C и 1,3 МПа, при 20°C и 8 МПа [1, 6–8]. Гидратообразование же из воды, метана, оксида углерода, сероводорода и пропана происходит при таких температуре и давлении, что газогидрат этого состава образуется и существует в донных осадках даже там, где глубина моря всего 50 м, например, в Каспийском море [8].

Метаногидратная субмаринная толща надежно выявляется и картируется сейсморазведкой МОВ-ОГТ по чрезвычайно сильному отражателю сейсмоволн в подошве этой толщи. Свидетельством наличия слоя “горючего льда” является и инверсия в скоростной структуре сейсмоволн. Из ее анализа ясно видно, что в зоне над подошвой метаногидратной толщи их скорость равна 2500–3300 м/с, а в осадочных породах под этим льдом — менее 1500 м/с, т. е. меньше скорости звука в воде и здесь уже залегает всегда и везде “подледный” свободный метан. Часто субмаринные метаногидраты встречаются начиная с глубины 0,4–2,2 м ниже дна, а подошва газогидратообразования — от 100 до 1100 м глубже (см. табл. 1, 2). Она, везде четко и резко охарактеризованная сильно отражающим сейсмогоризонтом, всегда субпараллельна поверхности дна моря или океана и пересекает все антиклинали, синклинали, моноклинали, тела оползней и разломы. Иногда в субмаринной ЗГО выявляются сейсморазведкой два сильно отражающих горизонта, симулирующих морское дно и параллельных друг другу и дну моря [1, 2, 6–9].

Интерес к субмаринным и материковым газогидратам не случаен. Их суммарные мировые запасы впервые оценены $113,5 \cdot 10^{16}$ м³ метана А. А. Трофимуком, Н. В. Черским и В. П. Царевым в 1975 г. [9]. По данным же Геологической Службы США за 1999 г., запасы газогидратов на суше и в Мировом океане равны $113 \cdot 10^{17}$ м³ метана [10], тогда как Министерство энергии США в 2003 г. определило их на уровне $172,75 \cdot 10^{16}$ м³ метана [1, 9]. Около 2% мировых запасов газогидратов — это ресурс материковых и островных вечномерзлотных областей [1, 6–9], и за его вычетом суммарные мировые запасы субмаринных газогидратов оказываются равными от $111,2 \cdot 10^{16}$ до $110,7 \cdot 10^{17}$ м³ метана. Под субмаринными газогидратами всегда и везде залегает “подледный” (подгидратный) свободный газ, запасы которого можно ориентировочно обозначить по итогам разработки западносибирского Мессояхского газогидратного/газового месторождения, накопленная за 1970–2004 гг. газодобыча которого состоит из 6,514 млрд м³ “ледяного” (гидратного) газа и 5,664 млрд м³ свободного “подледного” (98,6% метана, 0,1% этана, 0,1% пропана, 0,5% CO₂ и 0,7% азота) [4]. Доля гидратного газа в общей накопленной газодобыче (12,178 млрд м³) этого месторождения соответствует, таким образом, 53,5%, а свободного “подледного” — 46,5%. Если это соотношение считать уместным и для субмаринных ЗГО, то суммарные мировые запасы субмаринного подгидратного газа определяются от $51,7 \cdot 10^{16}$ до $51,5 \cdot 10^{17}$ м³, что вместе с субмаринными газогидратами составляет их совокупный мировой ресурс от $162,9 \cdot 10^{16}$ до $162,4 \cdot 10^{17}$ м³ метана.

На 1 января 2004 г. суммарные мировые извлекаемые запасы природного газа в обычных месторождениях измерялись 172086 млрд м³, а нефти — 201,251 млрд м³ [11], т. е. совокупно — 172287 млрд м³, что в 9455 — 9426 раз меньше вышеупомянутого совокупного мирового субмаринного ресурса газогидрата и подгидратного газа. Суммарная же мировая годовая

добыча газа 2005 года достигла 2783 млрд м³, а нефти — 4,160 млрд м³ (3583 млн т) [12], т.е., в сумме — 2787,16 млрд м³. И, если на эту газонефтедобычу 2005 года разделить суммарный мировой ресурс субмаринных газогидратов и подгидратного газа (от $162,9 \cdot 10^{16}$ до $162,4 \cdot 10^{17}$ м³), то последних хватило бы всему миру на 584460–5826710 лет (!?).

Субмаринные газогидраты и подгидратный газ лучше всего и дольше всего (23 года) изучались США в ЗГО Аутер Блэйк Ридж, выявленной в Атлантике глубиной 1000–5000 м южнее мыса Гаттерас, в прибрежье штатов Вирджиния, Джорджия, Северная и Южная Каролина. В течение почти 15 лет до 1992 г. эту ЗГО изучали на площади от 26 тыс. до 100 тыс. км² сейсморазведкой и бурением трех скважин из “Проекта глубокого морского бурения”, а после 1992 г. — на площади только 3 тыс. км² с 15 скважинами, прошедшими по донным отложениям по 50–750 м. Запасы ЗГО Аутер Блэйк Ридж до 1992 г. оценивались от 10 трлн до 120 трлн м³ гидратного метана. В 1993 г. Геологическая Служба США подсчитала, что эта ЗГО на площади 3 тыс. км² содержит 18 трлн м³ гидратного метана, а в 1999 г. — уже 28,4 трлн м³ метана [6, 8]. Это тело “горючего льда” в миоцен-голоценовых отложениях осложнено Норфолкским подводным каньоном и гигантскими подводными оползнями Кэйп Лукаут, Кэйп Фир и Эбимали-Карритак шириной по 25–80 км, длиной по 170–180 км и возрастом 16 тыс. — 18 тыс. лет. Оно прорвано насквозь и 23 соле- или глинодиапирами протыкания, образующими “отверстие дыры” через “горючий лед” в полосе, простирающейся на 44 км при ширине 11–18 км в юго-юго-западном направлении от траверза мыса Лукаут до траверза Чарльстона, и рассечено густой сетью вертикальных сбросов, по которым “подледный” метан еще и сейчас активно мигрирует вертикально вверх сквозь его “покрышку” — рыхлый “горючий лед”, как через “решето” [6, 7]. Сейчас в ЗГО Аутер Блэйк Ридж подготовлены к разработке геологические запасы 36,8 трлн м³ метана в его газогидратном виде и 19,3 трлн м³ “подледного” метана, в сумме — 56,1 трлн м³ [4]. Однако газодобыча здесь еще не ведется, и это при том, что на 1 января 2006 г. запасы природного газа США в его обычных месторождениях были равны 5,452 трлн м³ [11], а суммарная газодобыча США за 2005 г. — 540 млрд м³ [12].

Сейчас на поприще освоения запасов субмаринных газогидратов наиболее активна Япония. Она разработала национальную программу по газогидратам и создала для ее выполнения консорциум из отечественных нефтяных компаний — “Джапэн Нейшнл Ойл”, “Джапэн Петролеум Эксплорейшн” и “Тейкоку Ойл”. В партнерстве с Геологической Службой Канады, ее Национальным Исследовательским Советом и университетами — Британской Колумбии, Виктории, Калгэри и Оттавы, Геологической Службой и Минэнерго США, Миннефтегазом Индии, Потсдамским Геопоисковым Центром и Токийским университетом этот японский консорциум выделил деньги, разбурил и испытал на приток ЗГО в канадском газовом месторождении Маллик. Позднее он пробурил на газогидраты первые две скважины и в тихоокеанском тропе Нанкай мористее о-ва Хонсю, после этого — еще 32 скважины (см. табл. 2) там же, где в ЗГО — 50 трлн м³ метана, а затем вернулся на месторождение Маллик для начала в нем первой в мире опытно-промышленной газогидратодобычи [1, 5, 8, 14].

Маллик — это полуморское гигантское (420 млрд м³) в песчаниках нижнего мела, палеогена и неогена газовое месторождение, находящееся частично в море Бофорта и частично на о-ве Ричард, что в дельте Маккензи. В Маллик пробурены на глубину более 1168 м три скважины — одна параметрически-поисковая и две наблюдательные. Выполнен каротаж в открытом стволе скважин и непрерывный отбор керн из газогидратной толщи. Испытателем пластов фирмы “Шлюмберже” измерены электрические сопротивления пластового

флюида, температура, давление и отобранные пробы флюида, а наблюдательные скважины использованы для томографических экспериментов до, во время и после испытания скважин на приток. Освоение скважин имело место с декабря 2001 по март 2002 г., и испытания на приток из газогидрата давали до 285 тыс. м³/сут метана, открывая этим крупную ресурсную базу, которая вполне выглядит промышленно жизнеспособной [1, 8, 14, 15].

В трое Нанкай условия для бурения скважин иные. Здесь глубоководность Тихого океана — от 722 до 4700 м (см. табл. 1 и 2), механически неустойчивые донные осадки, выходы газа на океанском дне, и бурить скважины глубиной от 883 до 4870 м пришлось в океанском течении Курошио там, где его скорость 3–5 узлов (5,5–9,3 км/ч). Вследствие этого все скважины пробурены с арендованного бурового судна “JOIDES Resolution”, которое, обладая буровым станком и запасом бурильных труб для бурения на глубину до 9156 м, ранее пробурило по “Программе Океанского Бурения” уже 1742 скважины с января 1985 до сентября 2003 г. Первую в трое Нанкай скв. 1-Нанкай глубиной 3302 м пробурили в ноябре 1999 г. с этого судна в океане глубиной 945 м у м. Омаэзаки, исходя из данных морской сейсморазведки МОВ-ОГТ о наличии и глубине залегания здесь отражающих сейсмогоризонтов, симулирующих дно океана. Бурением вскрыты газогидраты и отобранные их керны в интервале глубин 200–270 м ниже океанского дна, а газогидратонасыщенность этих кернов была до 60–80% от имевшейся пористости донных осадков. Аналогичные, в общем, результаты бурения и скв. 2-Нанкай [4, 14].

В начале 2004 г. Япония закончила полевые операции по второй программе разведки газогидратов в трое Нанкай и в течение 122 суток с того же бурового судна пробурила 32 скважины глубиной от 883 до 2450 м в океане глубиной от 720 до 2033 м с проходкой от 163 до 572 м в донных осадках. 16 скважин каротировались во время их непрерывного бурения (КВБ). В двух скважинах на бурильной трубе устанавливались датчики высокоточного замера температуры, а две скважины закаротированы и в обсадной колонне для отбивки положения и качества цементного кольца в затрубном пространстве и особенно в ЗГО. В 12 скважинах отобран керн, а две скважины обсажены колонной труб и использовались в экспериментах по подбору технологий будущей газогидратодобычи. Образцы метаногидрата отобраны в виде керна колонковым долотом и боковым грунтоносом. Все скважины закладывались на участках, выбранных по данным сейсморазведки 2D и 3D 2001–2002 гг., а все те скважины, где был КВБ, пробурены на 100 м ниже подошвы ЗГО.

КВБ осуществлялся с помощью датчиков и приборов, установленных на бурильной трубе над долотом. Они измеряли плотность буримого, сейсмо- и акустические свойства, характеристику разреза ГК, НК, ЯМР и либо сразу же передавали на борт судна информацию о буримости горных пород, давлении и температуре при углублении забоя скважины, либо хранили эту информацию в своей электронной “памяти” до подъема трубы на борт судна. Диаметр ствола у 32 скважин — от 216 мм (8,5 дюймов) до 305 мм (12,25 дюйма), а скорость бурения скважин — 60 м/ч, но, когда КВБ в режиме реального времени показывал высокое сопротивление буримого, скорость бурения уменьшали до 20 м/ч. Отбор кернов газогидрата выполнен в скв. 6, а также скв. 4 и 5. В скв. 6 пройдено с отбором метаногидратного керна 36,1 м и поднято 29,3 м его (вынос керна 81,2%), в скв. 4 пройдено с отбором керна метаногидрата 79 м, поднято 42,5 м (вынос — 53,8%) и в скв. 5 — соответственно 29 и 21,1 м (вынос — 72,8%). В шести скважинах образцы метаногидрата отобраны боковым грунтоносом. Из скв. 23 отобрано, в сумме, 30,6 м образцов метаногидрата, из скв. 24 — 32,9 м, из скв. 25 — 25,5 м, из скв. 26 — 16,3 м, из скв. 27 — 29,8 м и из скв. 28 — 26,2 м. Большинство этих образцов представлено песчаниками, у которых поровое пространство заполнено

метаногидратом. Исключением оказался метаногидрат из самой западной скважины, где среди алевролитов наблюдались слои массивного мономинерального газогидрата толщиной по несколько сантиметров.

Скв. 32 (см. табл. 2) пробурена с проходкой горизонтального призабойного ствола длиной 100 м, и он весь расположен в ЗГО. Экспериментальные работы в этой скважине и скв. 31 выясняли, обязательно ли обсаживать скважины в интервале глубин ЗГО и следовало ли ЗГО разбуривать скважинами с горизонтальными призабойными стволами длиной 100 м с целью увеличения добычи газа из газогидрата. Успешный цементаж обсадных колонн скважин в крайне рыхлых донных отложениях океана требует, чтобы диаметр ствола скважин, бурящихся в них, не увеличивался за счет кавернообразования во время бурения. За этим следили с помощью кавернометрии ствола скважин, замера давления бурильного инструмента на забой и использования ингибирующих буровых растворов по всему стволу каждой скважины. Измерялось также и давление растрескивания буримого от действия на него массы тяжелого бурового раствора [5].

На 1 января 2006 г. суммарные запасы нефти в Японии измерялись 9,3 млн м³, а природного газа — 39,65 млрд м³ [11]. Годовая добыча нефти за 2005 г. в Японии была равна 928,5 тыс. м³ и природного газа — 3,002 млрд м³ [12], тогда как спрос на него — 70 млрд м³/год [14]. Запасы метана в ЗГО трюга Нанкай определяются 50 трлн м³ [1], что при нынешнем спросе на него в Японии их хватило бы ей на 714 лет без всякого импорта СПГ и др. Вот поэтому ЗГО трюга Нанкай уделяется такое большое внимание и поэтому начиная с декабря месяца с. г. Министерство экономики, торговли и промышленности Японии вместе с ее Национальной корпорацией по нефти, газу и металлам планирует предварить разработку ЗГО трюга Нанкай опытно-промышленной добычей метана из ЗГО месторождения Маллик в дельте Маккензи совместно с правительством Канады. Если опытно-промышленная добыча там осуществится хорошо, то Япония к 2009 финансовому году уже начнет опытно-промышленную добычу метана из метаногидрата и на дне Тихого океана. Японское правительство, стремящееся начать к 2017 г. промышленную добычу тихоокеанского метаногидрата, полагает, что она может стать реальностью, если будут разработаны дешевые методы крупномасштабной газогидратодобычи. И это касается не только ЗГО трюга Нанкай, ведь в феврале с. г. группа ученых из Токийского университета и Японского агентства по морской геологии и технологии сообщила, что нашла газогидратную залежь, находящуюся близко от дна Японского моря 30 км севернее Дзьюцу, что в префектуре Ниигата. Эта ЗГО под морскими водами глубиной 800–1000 м содержит 7 трлн м³ метана, чего Японии хватило бы на 100 лет при ее нынешнем потреблении природного газа [14].

Не безразлична к вышеупомянутому и КНР. На 1 января 2006 г. ее суммарные запасы нефти исчислялись 2901,6 млн м³, а природного газа — 1510 млрд м³ [11], что при суммарной нефтедобыче 202,2 млн м³ за 2005 г. и газодобыче 50,5 млрд м³ [12] дает обеспеченность упомянутыми запасами нефти и газа, соответственно, на 14 и 30 лет. Китай уже планирует в следующем десятилетии направить \$ 100 млн на газогидратные исследования, предвкусывая, что опытно-промышленная разработка субмаринного метаногидрата станет жизнеспособной уже между 2010 и 2017 гг. КНР открыла колоссальные запасы метана в ЗГО на дне своей морской акватории, и те, которые находятся в северной части Южно-Китайского моря, содержат запасы не менее половины материковых запасов нефти и газа [14], т. е. не менее 756,45 млрд м³.

По-видимому, Норвегия избрала иной путь разработки ЗГО, сперва начав в глубоководном гигантском (396,5 млрд м³ газа и 29 млн м³ конденсата) месторождении Урмен

Ланге (“Длинный Змий”) добычу природного газа, залегающего глубже ЗГО. Это месторождение открыто в 1997 г. в прибрежье западной Норвегии, 100 км северо-западнее Аукры и 120 км западнее Кристианзунда, в пределах доисторического (возраст 8200 лет) и самого крупного в мире подводного оползня Сторегга площадью 90 тыс. км², равной одной трети площади Норвегии. В Урмен Ланге — очень сильные морские течения, на которые сильно влияет расчлененный рельеф дна, вызывая водовороты. Аккумуляция газа находится 1900 м ниже дна Норвежского моря. Разработка уже начата, но столкнулась с многочисленными техническими проблемами: в Урмен Ланге волны высотой 30 м и ветры скоростью 40 м/с. Месторождение оконтурено пятью скважинами, и уложены на морское дно две донные плиты-“темплаты” размером 44 × 33 м каждая для бурения 16 первых газовых скважин. Позднее будут уложены еще две такие плиты и пробурены 16 следующих эксплуатационных газовых скважин. Их подводно-донные головки горизонтальные. Время бурения скважины — 78 сут, а стоимость — \$ 33 млн. Восемь первых скважин обсаживаются обсадными трубами диаметром 244,5 мм суммарной стоимостью \$ 264 млн.

Стоимость разработки Урмен Ланге — \$ 9,5 млрд, и к октябрю 2007 г. добыча газа в нем достигнет 71 млн м³/сут, а позднее — 105 млн м³/сут. Сначала газ по двум многофазным подводно-донным газопроводам диаметром 762 мм транспортируется на газоперерабатывающий завод в Ныхамна на западном побережье Норвегии. Эти газопроводы пересекают морское дно, испещренное обрывистыми холмами-пиками высотой до 61 м, и масштабную стенку верховья оползня Сторегга под углом 25–35°. Наклон каждого газопровода — более 2,5° на 10% расстояния, более 1,5° на 20% и 1° на 30% расстояния. От берега и до изобаты 550 м газопровод имеет цементную оболочку, а на остальной части его трассы — полипропиленовое покрытие. Для предотвращения или уменьшения возможности газогидратообразования в скважинах, манифольдах и газопроводах проложены от берега к Урмен Ланге два трубопровода диаметром по 152,4 мм для подачи метилэтилгликоля через подводную систему дозирования в каждую скважину. Управление работой газовых скважин, манифольдов и газопроводов осуществляется электронной подводной системой без плавучей платформы, которую установят в море только для компрессоров семью годами после начала разработки Урмен Ланге.

Разработка этого газового месторождения является одним из самых продвинутых в мире газопромысловых проектов. Она осуществляется группой норвежских и зарубежных компаний — “Нурск Хидру” (18%), “Петоро” (36%), “Статойл” (10,8%), “Бритиш Петролеум” (10,9%), “Роял Датч/Шелл” (17,2%) и “ЭксонМобил” (7,2%). Вследствие трудных условий на дне моря для прокладки газопроводов использовался принципиально новый вид подводного гусеничного экскаватора-робота. Он обеспечил ровную укладку подводно-донных газопроводов в море глубиной до 1000 м. В газе Урмен Ланге нет сероводорода, но есть сравнительно высокая концентрация СО₂. Когда уложат на дно газопроводы диаметром 762 мм отсюда до платформы в северноморском месторождении Слейпнер, а оттуда в Изингтон Соединенного Королевства, вот тогда-то газ, подающийся по самому длинному (1200 км) в мире подводному газопроводу “Лангелад”, начнет из Урмен Ланге удовлетворять до 20% спроса Соединенного Королевства на природный газ в течение 30–40 лет [15].

Глубина Норвежского моря в Урмен Ланге равна 800–1006,5 м, что создает давление более 8–10 МПа на дно, где температура воды от -1 до -2 °С. Таким образом, вся верхняя часть осадочного разреза толщиной 800–1000 м является ЗГО, а разрабатывающиеся 396,5 млрд м³ газа — “подледным” (подгидратным) газом. Следовательно, Норвегия решила, по-видимому, не объявляя во всеуслышание, разрабатывать Урмен Ланге по техноло-

гии Мессояхского месторождения — сначала добывать свободный, т. е. “подледный”, природный газ, затем добывать его вместе с “ледяным” (гидратным) метаном и в конце — только “ледяной”. Не случайно, по-видимому, и применение донных плит-“темплат” размером 44 × 33 м для эксплуатационных газовых скважин Урмен Ланге, ведь пористость газоносной толщи 28% при ее проницаемости 6,25–35 дарси и дебиты от 8,5 млн до 12,7 млн м³/сут в каждой скважине приведут при таянии ЗГО к образованию проталин-провалов сперва вокруг наиболее высокодебитных скважин, затем к слиянию-объединению этих проталин в одну общую с возможным проседанием-обрушением морского дна. А экскаватор-робот может там не только выравнивать дно под укладку газопроводов, но и экскавировать (добывать?) субмаринный газогидрат из ЗГО, доходящей до самой поверхности дна.

В общем, геологи более 30 лет говорили о колоссальных объемах природного метана в газогидратах Мирового океана и вечномерзлотных регионов, но добыча газа из этого нетрадиционного источника не казалась выгодной, как было в течение минувших 20 лет и с добычей метана из пластов каменных углей. Изучение субмаринных и материковых газогидратов уже прогрессирует, к счастью, быстрее, чем многие отказываются от старых взглядов и ошибочных понятий и убеждений. Экономически выгодная промышленная разработка субмаринных ЗГО больше не кажется очень далекой целью, и этому, конечно, способствовало и увеличение мирового спроса на природный газ в последние пять лет и рост на него мировых цен. Опыт разработки Мессояхского газогидратно-газового месторождения Западной Сибири показал, что добывать нужно не газогидрат, ибо это экономически невыгодно, а свободный, “подледный”, природный газ. В процессе этой добычи падает пластовое давление, повышается пластовая температура и начинает “таять” газонасыщенный лед ЗГО, превращаясь в экономически выгодную и долговременную газодобычу, согласно известным публикациям [1, 4, 6–10]. Индия наметила промышленно добывать газ к 2010 г. из субмаринных ЗГО Бенгальского залива, а Геологическая Служба США и “Шеврон Корп.” — в 2007 г. из ЗГО Мексиканского залива. “Бритиш Петролеум Эксплорейшн (Аляска) Инкорп.” и Минэнерго США надеются, что в ограниченном объеме смогут начать промышленную газодобычу из ЗГО Аляски где-то в течение 2007–2011 гг. Япония сделает аналогичное в тихоокеанском тропе Нанкай мористее о-ва Хонсю к 2017 г., но в декабре с. г. уже начала опытно-промышленную разработку ЗГО Маллик, частично находящейся на о-ве Ричард и частично в море Бофорта у дельты Маккензи [13]. В общем, образно говоря, наш мир действительно находится всего в трех шагах от субмаринной добычи газогидратов.

1. Collett T. S., Kuuskraa V. A. Hydrates contain vast store of world gas resources // Oil and Gas J. – 1998. – **96**, No 19. – P. 90–95.
2. Mienert J., Bryn P. Gas hydrate drilling conducted on the European margin // EOS. – 1997. – Dec. 9. – P. 565–571.
3. Rach N. M. Vibrant activity emerging in India to meet rising oil demand // Oil and Gas J. – 2004. – **102**, No 31. – P. 55–59.
4. Makogon Y. F., Holditch S. A., Makogon T. Y. Russian field illustrates gas-hydrate production // Ibid. – 2005. – **103**, No 5. – P. 43–47.
5. Takahashi H., Tsuji Y. Japan explores for hydrate in the Nankai Trough // Ibid. – No 33. – P. 48.
6. Гожиц П. Ф., Краюшкин В. А., Клочко В. П. К проблеме промышленного освоения черноморских газогидратов в прибрежье Украины // Геол. журн. – 2004. – № 2. – С. 7–20.
7. Шлюков Е. Ф., Кенни Дж. Ф., Краюшкин В. А. К природе газогидратов и нефти // Там же. – 2002. – № 3. – С. 11–18.
8. Lowrie A., Max M. D. The extraordinary promise and challenge of gas hydrates // World Oil. – 1999. – **220**, No 9. – P. 49–55.

9. Трофимук А. А., Черский Н. В., Царев В. П. Ресурсы биогенного метана Мирового океана // Докл. АН СССР. – 1975. – **225**, № 4. – С. 936–943.
10. *Syntroleum* unveils hydrate recovery process // Oil and Gas J. – 1999. – **97**, No 44. – P. 40–42.
11. *Worldwide* look at reserves and production // Ibid. – 2005. – **103**, No 47. – P. 24–25.
12. *Worldwide* crude oil and gas production // Ibid. – 2006. – **104**, No 10. – P. 68.
13. *Dittrick P.* New look at gas hydrates // Ibid. – No 40. – P. 17.
14. *Watkins E.* Japan exploring methane hydrate // Ibid. – No 39. – P. 26.
15. *Petzet A. G.* OTC: Ormen Lange field development continues apace // Ibid. – 2004. – **102**, No 19. – P. 26–27.

*Отделение морской геологии и осадочного
рудобразования Национального научно-природоведческого
музея НАН Украины, Киев
Институт геологических наук НАН Украины, Киев*

Поступило в редакцию 01.12.2006