

УДК 553.982.061.33

Е.Ф.Шнюков<sup>1</sup>, П.Ф.Гожик<sup>2</sup>, В.А.Краюшкин<sup>2</sup>, В.П.Клочко<sup>2</sup>

## В ТРЕХ ШАГАХ ОТ СУБМАРИННОЙ ДОБЫЧИ ГАЗОГИДРАТОВ

*В донной осадочной толще Мирового океана запасы субмаринных газогидратов являются баснословно громадными. Они лучше всего подготовлены к промышленной добыче на атлантическом континентальном краю США и в тропе Нанкай у японского острова Хонсю, тогда как в Норвежском море природный газ уже добывается из-под газогидратоносной толщи*

Быстро увеличивается по всему миру потребление природного газа, наиболее дешевой и самой экологически чистой смеси углеводородов: в 2001 г. мировой спрос на газ удовлетворялся 2480 млрд м<sup>3</sup>, в 2005 г. — 2785 млрд м<sup>3</sup>, а в 2010 г. ожидается не менее 3200 млрд м<sup>3</sup> [37, 38]. Суммарные же мировые доказанные (извлекаемые) запасы природного газа на 1 января 2006 г. исчислялись 173 096 млрд м<sup>3</sup> [39], но от 40 до 60 % их осваиваются на побережье или в прибрежье, и многие приморские страны, не имеющие необходимого собственного газового потенциала, импортируют природный газ либо в его сжиженном виде (СПГ) на танкерах, плывущих из отдаленных мест газодобычи, либо по подводным газопроводам, но уже из менее далекого зарубежья.

Норвежский природный газ получает Германия из североморских месторождений Код (250 млрд м<sup>3</sup> газа) и Тролль (1670 млрд м<sup>3</sup> газа; 547 млн т нефти) по подводному газопроводу диаметром 914 мм и длиной более 980 км, а Соединенное Королевство — по двум подводным параллельным газопроводам диаметром 813 мм и длиной по 537 км из месторождений Фригг (300 млрд м<sup>3</sup>) и Тролль. Турция снабжается российским природным газом по двум параллельным подводным газопроводам “Голубой поток” диаметром по 610 мм из Джубги (возле Туапсе) до турецкого порта Самсун, куда газ идет под давлением 25 МПа. Максимальная глубина пересечения Черного моря достигает 2152 м, пока являясь наибольшей из всех, на которых расположены действующие трубопроводы [18, 26].

Алжирский природный газ давно импортирует Италия по газопроводу, идущему через Тунис и Сицилию в Калабрию, а на третий квартал 2006 г. запланирован импорт Испанией по подводному газопроводу “Медгаз” в объеме около 8 млрд м<sup>3</sup>/год. Газопровод диаметром 610 мм и длиной 210 км пересекает море глубиной до 2160 м. Начинаясь возле Бени Саф, что 100 км юго-западнее Орана, проходит по крутому склону подводного хр. Юсуф, далее

© Е.Ф. Шнюков<sup>1</sup>, П.Ф. Гожик<sup>2</sup>, В.А. Краюшкин<sup>2</sup>, В.П. Клочко<sup>2</sup>:

<sup>1</sup> Отделение морской геологии и осадочного рудообразования НАН Украины

<sup>2</sup> Институт геологических наук НАН Украины

рядом с подводной горой Эль-Мансур по Алжирско-Провансальской абиссальной равнине, вверх по обрывистому подводному склону п-ова Кабо-де-Гата и оканчивается на терминале возле испанского города Алмерия. “Медгаз” — это ультраглубоководная газопроводная система одноименного консорциума, созданного компаниями “Сонатрак”, “Эспаньола де Петролеос”, “Эндеса”, “Ибердролла”, “Бритиш Петролеум”, “Тоталь” и “Газ де Франс” [11, 33].

Что же касается танкерной транспортировки природного газа в виде СПГ, то в 2004 г. Южная Корея импортировала СПГ-танкерами около 30 млрд м<sup>3</sup> газа, Япония — 76,9 и США — 18,5 млрд м<sup>3</sup>. Это — три самых крупных в мире импортера СПГ, а его наиболее крупными экспортерами являются Алжир, Индонезия, Катар и Малайзия. В 2004 г. Алжир экспортировал СПГ-танкерами 25,7 млрд м<sup>3</sup> природного газа, Индонезия — 33,5 Катар — 24 и Малайзия — 27,7 млрд м<sup>3</sup> газа. Менее крупными мировыми экспортерами СПГ являются Австралия, Нигерия, Оман и Тринидад-и-Тобаго. В 2004 г. Оман экспортировал СПГ-танкерами 9 млрд м<sup>3</sup> газа, Австралия — 12,2, Нигерия — 12,6, Тринидад-и-Тобаго — 14 млрд м<sup>3</sup> природного газа [24].

Индия также покупает значительные количества природного газа на мировом рынке СПГ и, имея в виду, что в ближайшие 20 лет экспортно-импортные объемы природного газа на его мировом рынке увеличатся, начала разрабатывать принципиально новую технологию транспортировки и хранения в газохранилищах природного газа в виде газогидрата, а не СПГ. Крупнейшая в Индии компания по поставкам газа “ГАИЛ”, Норвежский университет науки и технологии, а также норвежское АО “Акер Квернер Энджиниринг энд Текнолоджи” совместно создали АО “Природный Газогидрат”. Это АО кооперирует со С.Гудмундссоном, профессором упомянутого университета, и японской фирмой “Мицуи”. С.Гудмундссон разработал концепцию разнообразного применения газогидратной технологии, исходя из факта образования и стабильного существования газогидратов при атмосферном давлении и температуре около минус 15°С, а “Мицуи” построила в Чибо, Япония, завод, уже производящий из воды и природного газа 600 кг/сут искусственного газогидрата [17].

Природные же газогидраты, согласно данным сейсморазведки и бурения многих морских скважин [1-4, 6, 8-10, 13-16, 21, 23, 25-29, 31, 34], имеются в донных отложениях Мирового океана на 93 % его площади и залегают там на активных и пассивных краях континентов и литосферных плит, на материковом склоне, континентальном подножии и абиссальной океанической равнине, в высоких и низких широтах, в местах с большой скоростью седиментации и там, где эти скорости малы. Особенности залегания субмаринных газогидратов, вскрытых буровыми скважинами в Атлантике, Тихом океане, а также в Карибском, Черном и Японском морях, приведены в табл. 1-2.

Таблица 1

Особенности залегания субмаринных газогидратов, вскрытых бурением в Мировом океане [20]

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

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 полностью морские осадки.

Таблица 2

Результаты разбуривания субмаринных газогидратов в тихоокеанском тропе Нанкай [31]

№ 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	»
3	К-3	2010	2400	390	2,2	»
4	К-2	1862	2193	331	2,8	Отбор керна
5	»	1861	2192	331	1,7	»
6	К-1	2032	2380	348	1,4	»
7	А-1	1007	1440	433	2,8	КВБ

Продолжение табл. 2

№ скважины	Участок	Глубина (м):		Проходка, м	Время бурения, сут	Скважинные исследования или работы
		дна океана	скважины			
8	A-2	1103	1495	392	2,0	»
9	A-3	1409	1860	451	2,6	»
10	A-4	1186	1522	336	1,8	»
11	T-1	1060	1425	365	2,7	»
12	T-2	1153	1550	397	1,9	»
13	T-3	910	1300	390	1,8	»
14	T-6	722	1010	288	1,7	»
15	T-5	776	1100	324	2,9	»
16	T-7	747	1000	253	1,3	»
17	T-8	1356	1775	419	2,9	»
18	T-9	1345	1765	420	2,8	»
19	T-4	898	1240	342	1,6	»
20	A-1	1008	1510	502	4,4	СК
21	T-6	721	1125	404	3,4	»
22	»	720	970	250	3,1	Отбор керна
23	»	720	896	166	3,5	»
24	»	720	883	163	2,0	»
25	»	720	891,5	171,7	1,9	»
26	»	720	885,5	165,5	1,5	»
27	A-1	1006	1340	334	2,6	»
28	»	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.

В глубоководном 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 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 на 240-255 м ниже дна Тихого океана, на континентальном склоне Северной Америки, в Центральноамериканском глубоководном желобе, возле Гватемалы. Из другой же скважины, пробу-



ренной в том же желобе, но мористее Коста-Рики, поднят 9-метровый керн вулканического пепла, пористостью 62 %, сцементированного заполнившим все поры "горючим льдом". Этот пепел залегает в 236-метровой газогидратной толще, средняя пористость которой 60,1 % [1, 3, 4, 8, 9].

Природный газогидрат (клатрат газа) — это кристаллический минерал из воды и газа, т.е. кристаллическое минеральное твердое вещество (лед) в виде соединения включения, 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 под давлением 25 МПа в пустоты кристаллической решетки воды (льда) без химического связывания их молекул. 1 м<sup>3</sup> природного метаногидрата при его "таянии" на уровне моря дает от 165 до 180-200 м<sup>3</sup> газообразного метана и около 0,87 м<sup>3</sup> пресной воды, если метаном было занято 90 % и более упомянутых просветов.

Известны три структуры газогидратов (рис. 1). В центре каждой из них находится кубическая ячейка, но структура I состоит из 46 молекул воды, между которыми имеются два небольших ( $5,1 \cdot 10^{-10}$  м) додекаэдрических и шесть более крупных ( $5,6 \cdot 10^{-10}$  м) тетрадекаэдрических просветов-пустот. Они могут быть заняты восемью молекулами таких газов, как азот, диоксид углерода, метан, сероводород и этан. Молекулы пропана и изобутана крупнее этих просветов-пустот и образуют газогидрат только обладающей кристаллической решеткой алмаза структуры II, состоящей из 136 молекул воды и имеющей 16 небольших ( $5,0 \cdot 10^{-10}$  м) додекаэдрических и восемь крупных ( $6,7 \cdot 10^{-10}$  м) гексакайдекаэдрических просветов между молекулами воды. Туда могут втиснуться 24 молекулы метана, этана, изобутана и пропана. Молекула же бутана и других, также прямоцепочечных, парафинов (пентана, гексана и выше) уже крупнее просветов и в структуре I, и в структуре II, и в структуре III, так что ни бутан, ни все другие углеводороды (УВ) парафинового ряда с гораздо большим числом атомов углерода, т.е. с гораздо более длинноцепочечными молекулами, не могут образовывать газогидратов [1-3, 8, 9, 22].

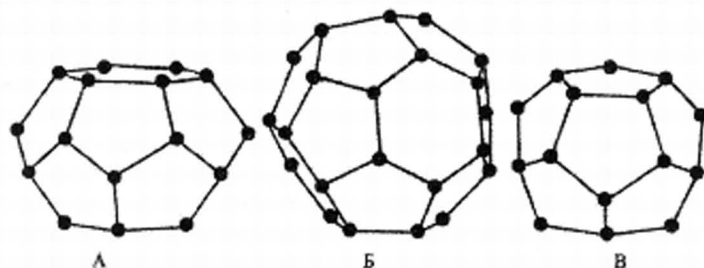


Рис. 1. Строение клетки-ячейки кристаллической решетки газогидратов [21, 29]  
 А — четырнадцатигранная структура I, Б — шестнадцатигранная структура II, В — десятигранная структура III. Кружками показаны атомы кислорода, а линиями — водородные связи между ними

Таким образом, структура I — это структура газогидрата из воды и метана или из воды, метана и этана, а структура II — структура газогидрата либо из воды и метана, либо из воды, метана и этана, либо из воды, метана, этана, пропана и изобутана. Иначе говоря, метаногидрат может характеризоваться наличием у него структуры I, II и III, что так же верно и для

этаногидрата, тогда как пропаногидрат и изобутаногидрат могут иметь только структуру II или III.

У структуры III — гексагональная кристаллическая решетка, и в ее просветы между молекулами воды можно втиснуть молекулы не только метана, изобутана и прямоцепочечных этана и пропана, но и короткие, непрямоцепочечные молекулы некоторых аренов, изопреноидов и нафтенон — бензола, неопентана, циклопентана, циклогексана, циклогептана, циклооктана, метилциклопентана, метилциклогексана, этилциклопентана; 1,1-диметилциклогексана; цис-1,2-диметилциклогексана; 2-метилбутана; 2,2-диметилбутана; 2,3- диметилбутана; 2,2,3-триметилбутана; 2,2-диметилпентана; 3,3-диметилпентана; 2,3-диметил-1-бутена; цис-циклооктена; бицикло(2,2,2)окт-2-ена и адамантана Т. Они содержатся в природных нефтях и газоконденсатах, имея меньшие, чем у бутана, молекулы. Присутствие этих циклопарафинов, изопреноидов и бензола в газе влияет на условия газогидратообразования: так, метан вместе с водой и триметилбутаном превращается в газогидрат при температуре на 10°C выше, чем метан без триметилбутана [8, 30].

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°C 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 [2, 19, 20]. Есть даже данные, что гидратообразование из воды, метана, оксида углерода, сероводорода и пропана происходит при настолько сильном повышении температуры и понижении давления, что газогидрат этого состава образуется и существует в донных осадках даже там, где глубина моря всего 50 м, например, в Каспийском море [19].

Правда, газогидратообразование зависит не только от температуры и давления среды, состава газовой смеси и размера молекул газов, но и от минерализации воды, поверхностного натяжения на контакте газ/вода и газ/вода/твердое тело, статического и динамического состояния зоны газогидратообразования (ЗГО). При отсутствии пористой среды и образовании мономинеральных тел метаногидрата требуется также и некоторое (от 4 до 14°C) переохлаждение, а для разрушения-“таяния” метаногидрата — перегрев почти такого же порядка. В гидродинамических условиях с дистиллированной или морской водой газогидратообразование идет легче и быстрее, а сам газогидрат прочнее, чем при его образовании в гидростатических условиях. Газогидраты разного состава имеют неодинаковую пористость, проницаемость, интенсивность, скорость и продолжительность роста и перекристаллизации, растворимость и стабильность различных морфологических разновидностей во время увеличения температуры и уменьшения давления как в отсутствии, так и в присутствии кинетических, термодинамических и химических ингибиторов [20].

Вода у дна океанов и глубоких морей имеет температуру не выше 1-4°C, геотермический градиент — около 0,1°C, давление — 10-50 МПа на изобатах 1000-5000 м, и проникновение под такими давлениями при газогидратообразовании молекул упомянутых УВ в просветы между молекулами воды конденсирует-концентрирует там содержание УВ. Это отражается на энергоплотности (теплотворной способности, теплоемкости), которая исчисляется 747 458 ккал/м<sup>3</sup> у метаногидрата, что в 73 раза больше энергоплотности газообразного метана, равной 10 233 ккал/м<sup>3</sup> [19].

Плотность метаногидрата — менее 1000 кг/м<sup>3</sup>. Плотность гидрата сероводорода — более 1000 кг/м<sup>3</sup>. Он не всплывает в воде, и его слой можно встретить на морском дне. Метаногидрат всплывает в воде, если не содержит примеси кластического материала, и на дне моря наблюдается только у разломов, активно и с большой скоростью выпускающих газ из недр, как например, в глубоководных (536-848м) месторождениях нефти и газа Жолье и Купер с юрскими соледиапирами протыкания в плейстоценовых и плейстоцен-современных отложениях Мексиканского залива, США [1]. В мае 2003 г. ученые из Корнеллского и Луизианского университетов США на протяжении 10 дней изучали природные метаногидраты “ин ситу” в Мексиканском заливе, погружаясь в субмарине “Джонсон СиЛинк” к морскому дну на глубине 500 м. Вместе с ними был и лично известный авторам Чень Дуо Фу (ныне академик АН КНР) из китайского Института геохимии. Будучи приглашенным участником этой экспедиции и первым китайским ученым, погружавшимся на этой субмарине, Чень сказал: “Ранее мы видели газогидраты, созданные в лабораториях, и никогда не видели газогидратов в их природных условиях и средах” [27].

Часто субмаринные метаногидраты встречаются начиная с глубины 0,4-2,2 м ниже дна, а подошва газогидратообразования — от 100 до 1100 м глубже. Метаногидратная субмаринная толща надежно выявляется и картируется сейсморазведкой МОВ-ОГТ по чрезвычайно сильному отражателю сейсмоволн в подошве этой толщи. Она, везде четко и резко охарактеризованная самым сильным сейсмогоризонтом, всегда субпараллельна поверхности дна моря или океана и пересекает все антиклинали, синклинали, моноклинали, тела оползней и разломы. Иногда в субмаринной зоне газогидратообразования (ЗГО) выявляются сейсморазведкой два самых сильных отражающих горизонта, симулирующих морское дно и параллельных друг другу и дну моря, что видно на рис. 2а. Свидетельством наличия слоя “горючего льда” является и инверсия в скоростной структуре сейсмоволн, из анализа которой ясно видно, что в зоне над подошвой метаногидратной толщи их скорость 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 “подледный” свободный метан. На рис. 2б приведены годографы сейсмоскоростей, позволяющие указать свободный метан над ОСД-2, газогидрат — между ОСД -2 и ОСД-1, а также свободный метан под ОСД-1 в донных отложениях северо-восточной Атлантики (рис. 3) на площади между подводными оползнями Сторегга и Трьондьюпет [21].

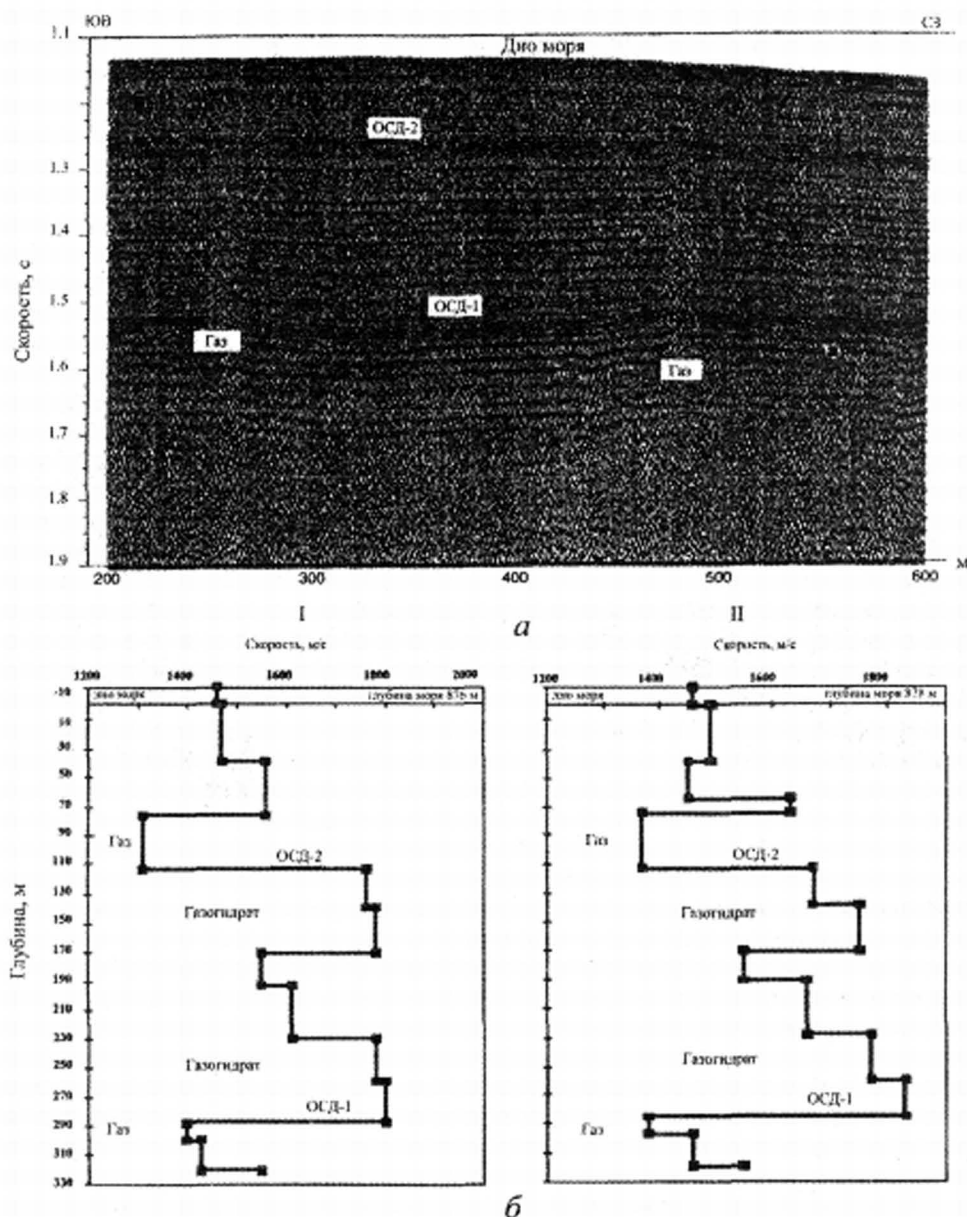


Рис. 2. *а* — профиль 6-канальной сейсморазведки между подводными оползнями Сторегга и Тренчюпет с двумя отражениями, симулирующими дно моря (ОСД); *б* — изменения сейсмических скоростей с глубиной, указывающие на присутствие свободного газа (скорость менее скорости звука в воде) и газогидрата (скорость выше "нормальной скорости") в осадочной толще этого же участка [20]

Изучением субмаринных ЗГО занимаются ученые Европейского Союза (ЕС), Болгарии, Индии, Канады, США, России, Японии и Украины [1-4, 6-10, 13-17, 19-21, 23, 27-29, 31, 32, 34]. 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 DE-A121-83MC20422 [10]. 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 подвод-



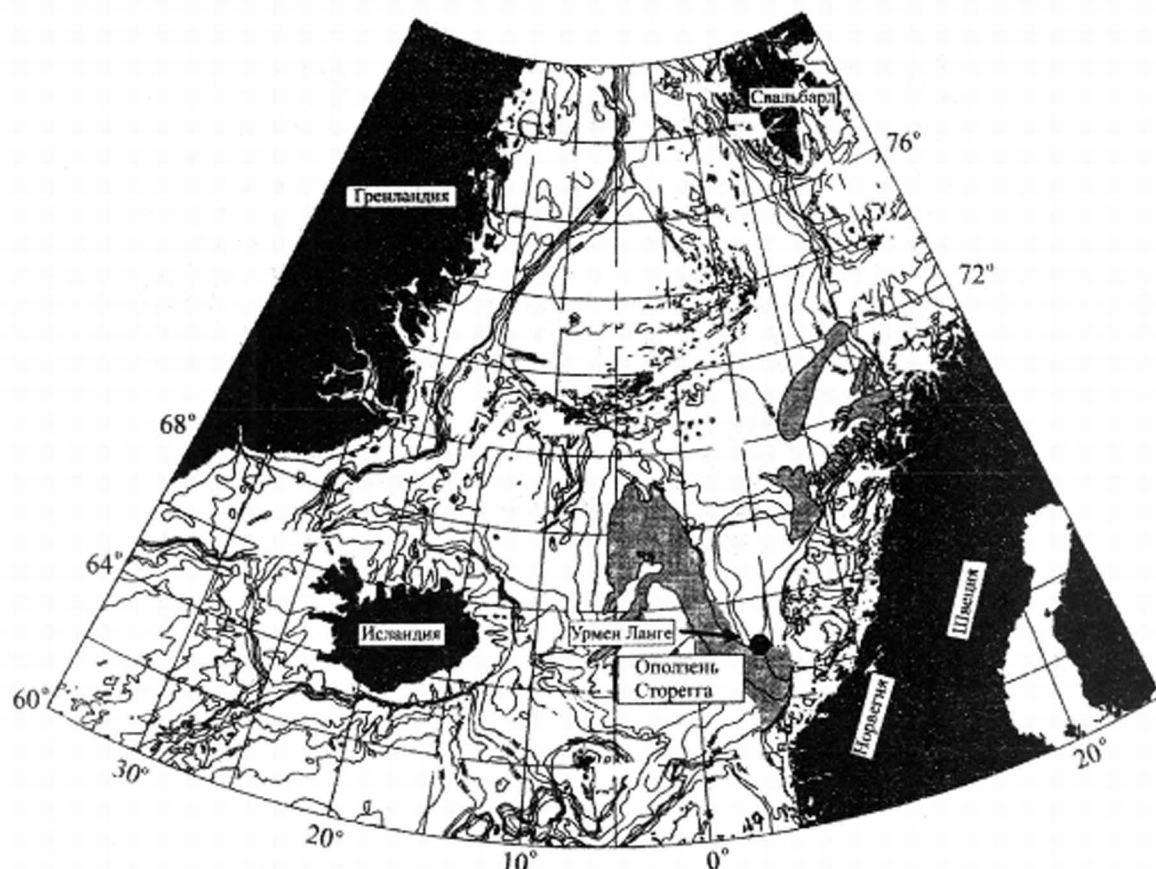


Рис. 3. Расположение подводных оползней (серая ретушь) и газогидратно-газового месторождения Урмен Ланге в северо-восточной Атлантике [20]

ных оползнях донных осадков (рис. 3) на глубоководной континентальной окраине Норвегии [21].

Индия создала национальную научно-исследовательскую программу по субмаринным газогидратам. В 1996 г. Департамент по развитию нефтегазовой промышленности Индии ассигновал \$ 56 млн на эту программу, менеджером которой стала государственная “Гэс Осорити ов Индия Лтд”. Сейчас главным объектом этой программы является глубоководно-экваториальная 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 м<sup>3</sup> “ледяного” метана [16, 28].

В августе 2006 г. руководимая Директоратом по углеводородам Индии и Геологической Службой США группа, в составе которой на борту судна “JOIDES Resolution” было более 100 ведущих ученых и производителей Европы, Индии и Северной Америки, завершила четырехмесячные полевые работы по поиску субмаринных ЗГО в прибрежье Индии. Этой экспедицией, одной из крупнейших и сложнейших среди когда-либо посвящавшихся газогидратам, выполнено следующее.

В Аравийском море, 330-350 км юг-юго-западнее Бомбея и 300 км западнее Ратнагири обнаружены и изучены ЗГО глубоководного бассейна Конкан, а в Бенгальском заливе — ЗГО бассейнов Андаман, Кришна-Годавари и Маханади. Оба последних находятся неподалеку от Мадраса и Калькутты. ЗГО Кришна-Годавари — самая богатая в мире. Она охарактеризована образцами газогидрата и оконтурена бурением. ЗГО Маханади является полностью сформированной газогидратной системой, а ЗГО у Андаманских островов — это самая глубокая и наиболее мощная в мире субмаринная ЗГО. Ее слагают газогидратоносные пласты вулканического пепла на 610 м ниже морского дна.

Кроме того, в этой же экспедиции собраны и изучены на борту “JOIDES Resolution” образцы донных осадков и осадочных пород сводной мощностью более 9150 м на 39 участках двадцати одной площади четырех структурно-литологических зон; данные каротажа во время непрерывного бурения (КВБ) 12 скважин, стандартного каротажа 13 скважин и ВСП шести скважин; 494 керна из толщи мощностью 2852 м в двадцать одной скважине; детальные геохимические профили 13 мелководных площадей; температурные градиенты 11 участков морского дна и многие другие научные данные. Продемонстрирована и полезность применения КВБ в местах сильно изменяющегося газогидратного потенциала для последующего отбора газогидратоносных кернов из ЗГО, собрана коллекция 49 газогидратных кернов, отобранных в субмаринных ЗГО при их “ин ситу”-условиях побережья Индии [14].

Интерес к субмаринным и материковым газогидратам не случаен. Их суммарные мировые запасы впервые оценены в  $113,5 \cdot 10^{16}$  м<sup>3</sup> метана А.А. Трофимуком, Н.В. Черским и В.П. Царевым в 1975 г. [6]. По данным же Геологической Службы США за 1999 г., запасы газогидратов на суше и в Мировом океане равны  $113 \cdot 10^{17}$  м<sup>3</sup> метана [29], тогда как Министерство энергии США в 2003 г. определило их на уровне  $172,75 \cdot 10^{16}$  м<sup>3</sup> метана [36]. Около 2 % мировых запасов газогидратов — это ресурс материковых и островных вечномерзлотных областей [2, 10], и за его вычетом суммарные мировые запасы субмаринных газогидратов оказываются равными от  $111 \cdot 10^{16}$  до  $111 \cdot 10^{17}$  м<sup>3</sup> метана. Однако сразу же под “горючим льдом” всегда и везде залегают свободный подледный газ. Его суммарные запасы для всех ЗГО Мирового океана сейчас можно подсчитать лишь ориентировочно, базируясь на материалах либо о субмаринной ЗГО Аутер Блэйк Ридж, что в атлантическом побережье США, либо о западносибирском материковом газогидратном/газовом Мессояхском месторождении, снабжающем газом Норильск около 35 лет. Запасы метана в Аутер Блэйк Ридж исчисляются 56,1 трлн м<sup>3</sup>, в том числе 36,8 трлн м<sup>3</sup> (65,6 %) метана в виде “горючего льда” и 19,3 трлн м<sup>3</sup> (34,4 %) подледного [20]. Если считать, что такое соотношение запасов присуще всем и всяким ЗГО Мирового океана, то его суммарные запасы подледного метана оказываются равными  $39 \cdot 10^{16}$  —  $39 \cdot 10^{17}$ , а вместе с метаном “горючего льда” —  $150 \cdot 10^{16}$  —  $150 \cdot 10^{17}$ . Суммарная на 1 января 2004 года газодобыча Мессояхского месторождения достигла 12,178 млрд м<sup>3</sup>, в том числе 6,514 млрд м<sup>3</sup> (53,5 %) метана “горючего льда” и 5,664 млрд м<sup>3</sup> (46,5 %) свободного подледного. Если это процентное соотношение тоже

полагать уместным для субмаринных ЗГО, то суммарные мировые запасы там свободного подледного метана можно оценивать  $52,7 \cdot 10^{16}$  —  $52,5 \cdot 10^{17}$  м<sup>3</sup>, а вместе с запасами метана субмаринного “горючего льда” — от  $164 \cdot 10^{16}$  до  $163 \cdot 10^{17}$  м<sup>3</sup>. Таким образом, с учетом данных из обоих этих месторождений, суммарные мировые запасы метана всех субмаринных ЗГО Мирового океана оказываются сопоставимыми со  $150 \cdot 10^{16}$  —  $163 \cdot 10^{17}$  м<sup>3</sup>.

На 1 января 2006 г. суммарные мировые извлекаемые запасы в известных обычных месторождениях измерялись: природного газа — 172 086 млрд м<sup>3</sup>, нефти — 201,251 млрд м<sup>3</sup> [39], т.е., совокупно 172 287 млрд м<sup>3</sup>, что в 8706 — 94 720 раз меньше упомянутого мирового субмаринного ресурса. Мировая добыча газа 2005 года равна 2783 млрд м<sup>3</sup>, нефти — 4,160 млрд м<sup>3</sup> [38], т.е. совокупно 2787,16 млрд м<sup>3</sup>. Если на эту газонефтедобычу разделить суммарный субмаринный мировой ресурс метана “горючего льда” и подледного газа, то этого ресурса ( $150 \cdot 10^{16}$  —  $163 \cdot 10^{17}$  м<sup>3</sup>) субмаринных ЗГО хватило бы всему миру на 538 180 — 5 381 820 лет (!).

Некоторые страны перешли от поисков к подготовке и даже опытной эксплуатации подводных месторождений. 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. км<sup>2</sup> сейсморазведкой и бурением трех скважин из “Проекта глубокого морского бурения”, а после 1992 г. — на площади только 3 тыс. км<sup>2</sup> с 15 скважинами, прошедшими по донным отложениям по 50 — 750 м. Запасы ЗГО Аутер Блэйк Ридж до 1992 г. оценивались от 10 до 120 трлн м<sup>3</sup> гидратного метана. В 1993 г. Геологическая Служба США подсчитала, что эта ЗГО на площади 3 тыс. км<sup>2</sup> содержит 18 трлн м<sup>3</sup> гидратного метана, а в 1999 г. — уже 28,4 трлн м<sup>3</sup> метана [1, 4, 13, 19]. 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 — 18 тыс. лет. Оно прорвано насквозь и 23 солеили глинодиапирами протыкания, образующими “отверстие дыры” через “горючий лед” в полосе, простирающейся на 44 км при ширине 11 — 18 км в юг-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” [1, 9, 13]. Сейчас в ЗГО Аутер Блэйк Ридж подготовлены к разработке геологические запасы 36,8 трлн м<sup>3</sup> метана в его газогидратном виде и 19,3 трлн м<sup>3</sup> подледного метана, в сумме — 56,1 трлн м<sup>3</sup> [20]. 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 м<sup>3</sup> [39], а суммарная газодобыча США за 2005 г. — 540 млрд м<sup>3</sup> [38].

И все-таки на поприще освоения запасов субмаринных газогидратов наиболее активна Япония. Она разработала национальную программу по

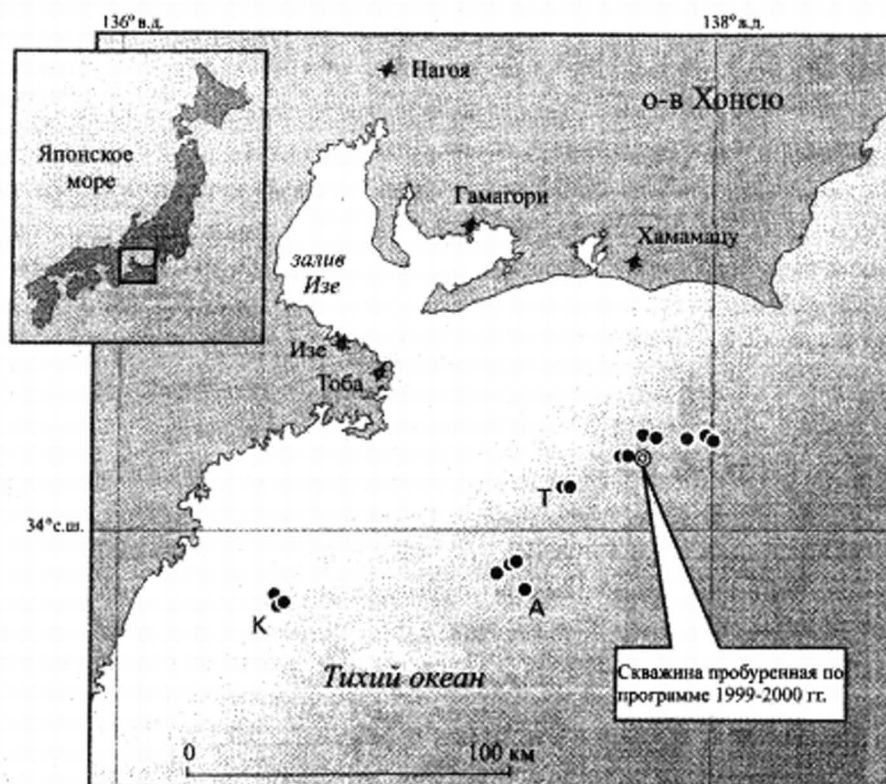


Рис. 4. Местоположение скважин, разбуривших в трог Нанкай метаногидрат и подготовивших его залежи к промышленному освоению [30]

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 месторождении Маллик. Позднее он пробурил на газогидраты первые две скважины в тихоокеанском трог Нанкай мористее о-ва Хонсю, после этого — еще 32 скважины (рис. 4, табл. 2) там же, где в ЗГО — 50 трлн м<sup>3</sup> метана, а затем вернулся на месторождение Маллик для начала в нем первой в мире опытно-промышленной газогидратодобычи [1, 10, 19, 27, 29, 31, 32, 34, 36].

Маллик — это полуморское гигантское (420 млрд м<sup>3</sup>) газовое месторождение в песчаниках нижнего мела, палеогена и неогена, находящееся частично в море Бофорта и частично на о-ве Ричард, в дельте Маккензи.[5, 27]. 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 керна из газогидратной толщи. Испытателем пластов фирмы “Шлюмберже” измерены электрические сопротивления, температура, давление пластового флюида, отобраны пробы, 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 по 285 тыс. м<sup>3</sup>/сут метана, открывая этим крупную ресурсную базу, которая выглядит промышленно жизнеспособной [27, 36].

В троге Нанкай условия для бурения скважин иные. Здесь глубина Тихого океана — от 722 до 4700 м (см. табл. 1 и 2), механически неустойчивые донные осадки, существуют выходы газа на океанском дне. 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, пробурило по “Программе Океанского Бурения” 1742 скважины с января 1985 до сентября 2003 г. Первую в троге Нанкай скв. 1-Нанкай глубиной 3302 м пробурили в ноябре 1999 г. с этого судна в океане глубиной 945 м у мыса Омаэзаки, исходя из данных морской сейсморазведки МОВ-ОГТ о наличии и глубине залегания здесь отражающих сейсмогоризонтов, симулирующих дно (ОСД) океана. Бурением вскрыты газогидраты и отобраны 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 [20, 27].

В начале 2004 г. Япония закончила полевые операции по второй программе разведки газогидратов в троге Нанкай и в течение 122 суток с того же бурового судна пробурила ниже ОСД 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. Скважины, где был КВБ, пробурены на 100 м ниже ОСД, т.е. ниже подошвы ЗГО.

КВБ осуществлялся с помощью датчиков и приборов, установленных на бурильной трубе над долотом. Они измеряли плотность донных осадков, сейсмо- и акустические свойства, характеристику разреза ГК, НК, ЯМР и либо сразу же передавали на борт судна информацию о буримости 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 пород, скорость бурения уменьшали до 20 м/ч. Отбор кернов газогидрата выполнен на площадях “К-1” и “К-2” соответственно в скв. 6, а также в скв. 4 и 5. В скв. 6 пройдено с отбором метано-гидратного 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 %). На участках “А-1” и “Т-6” 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 участка “К”, 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, 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 [31, 32].

На 1 января 2006 г. суммарные запасы нефти в Японии измерялись 9,3 млн м<sup>3</sup>, а природного газа — 39,65 млрд м<sup>3</sup> [39]. Годовая добыча нефти за 2005 г. в Японии была равна 928,5 тыс. м<sup>3</sup> и природного газа — 3,002 млрд м<sup>3</sup> [38], тогда как спрос на него — 70 млрд м<sup>3</sup>/год [34]. Запасы метана в ЗГО трого Нанкай определяются 50 трлн м<sup>3</sup> [10], что при нынешнем спросе на него в Японии хватило бы ей на 714 лет без всякого импорта СПГ и др. Вот поэтому ЗГО трого Нанкай уделяется такое большое внимание, и начиная с декабря 2006 г. Министерство экономики, торговли и промышленности Японии вместе с ее Национальной корпорацией по нефти, газу и металлам планирует предварить разработку ЗГО трого 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 на дне Тихого океана. Японское правительство, стремящееся начать в 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 трого Нанкай, ведь в феврале с.г. группа ученых из Токийского университета и Японского агентства по морской геологии и технологии сообщила, что нашла газогидратную залежь под дном Японского моря 30 км севернее Дзьюцу, в префектуре Ниигата. Эта ЗГО под морскими водами глубиной 800-1000 м содержит 7 трлн м<sup>3</sup> метана, чего Японии хватило бы на 100 лет при ее нынешнем потреблении природного газа [34].

Не безразлична к вышеупомянутому и КНР. На 1 января 2006 г. ее суммарные запасы нефти исчислялись 2901,6 млн м<sup>3</sup>, а природного газа — 1510 млрд м<sup>3</sup> [39], что при условии нефтедобычи 202,2 млн м<sup>3</sup> за 2005 г. и газодобычи 50,5 млрд м<sup>3</sup> [38] 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, предвкушая, 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; в северной части Южно-Китайского моря содержится не менее половины материковых запасов нефти и газа [34], т.е. не менее 756,45 млрд м<sup>3</sup>.

По-видимому, Норвегия избрала принципиально иной путь разработки ЗГО, сперва начав в глубоководном гигантском (396,5 млрд м<sup>3</sup> газа и 29 млн м<sup>3</sup> конденсата) месторождении Урмен Ланге (“Длинный Змий”) добычу природного газа, залегающего глубже ЗГО. Это месторождение, открытое в 1997 г. под дном Норвежского моря глубиной 800-1100 м, находится 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 (рис. 3 и 5) площадью 90 тыс. км<sup>2</sup>, равной одной трети площади Норвегии. Этот оползень создал неровную поверхность морского дна с крупными обрывистыми склонами у оползневых блоков и холмами высотой до 50 м. Край оползня Сторегга проходит почти 200—300 м выше площади газодобычи (420—430 км северо-восточнее северо-восточного края оползня Сторегга и 540 км севернее Урмен Ланге располагается крупный подводный оползень Трьонадьюпет — см. рис. 2а). Верхняя часть вершинного обрыва оползня Сторегга имеет высоту 250 м и угол наклона 25-30°. Остальная часть морского дна в направлении к площади газодобычи тоже неровная и характеризуется общим небольшим уклоном. Глубже изобаты 600 м мягкие глины заполнили впадины между блоками оползневой массы, частично выровняв морское дно, а на других участках данной площади верхняя часть осадочной толщи сложена плотной глиной с булыжниками. В Урмен Ланге — очень сильные морские течения, на которые сильно влияет расчлененный рельеф дна, вызывая водовороты.

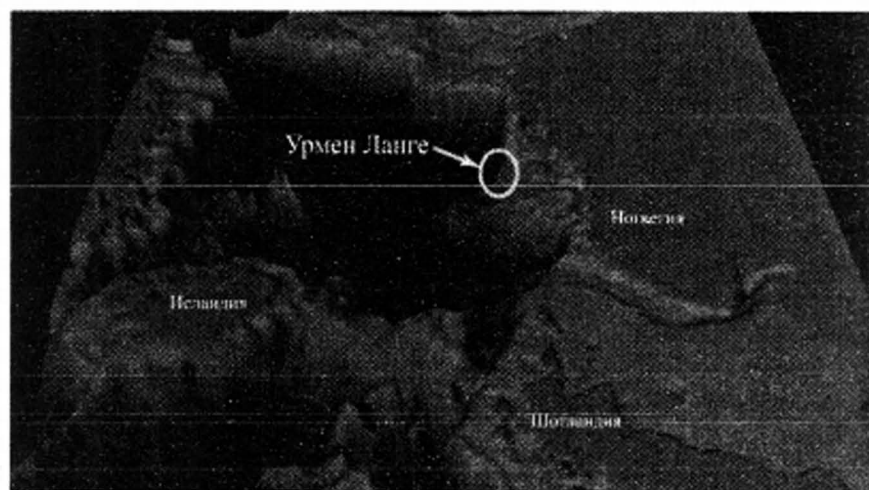


Рис. 5. Трехмерный вид бездны Норвежско-Гренландского моря и место нахождения в нем подводного газопромывла Урмен Ланге [14]



Аккумуляция газа в Урмен Ланге находится 1900 м ниже дна Норвежского моря глубиной 800-1006 м. Газоносный песчаник имеет среднюю пористость 28 %, проницаемость 6,25-35  $\text{пм}^2$  (6,25-35 дарси) и пластовое давление 28,5 МПа. Дебиты газовых фонтанов, согласно проекту разработки, в каждой из эксплуатационных скважин — по 8,5 млн-12,7 млн  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Разработка Урмен Ланге уже начата, но она столкнулась с многочисленными техническими проблемами, большинство которых решено Норвегией. В Урмен Ланге температура воды на дне моря — от минус 1 до минус 2°C, волны высотой 30 м и ветры скоростью 40 м/с. Месторождение оконтурено пятью скважинами, Разработка потребовала уложить 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 гори-горизонтальные. Время бурения скважины — 78 суток, а стоимость — \$ 33 млн. Восемь первых скважин обсаживаются обсадными трубами диаметром 244,5 мм суммарной стоимостью \$ 264 млн.

Стоимость разработки месторождения- \$ 9,5 млрд, и к октябрю 2007 г. добыча газа в нем достигнет 71 млн  $\text{м}^3/\text{сут}$ , а позднее — 105 млн  $\text{м}^3/\text{сут}$ . 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 через подводную систему дозирования в каждую скважину метилэтилгликоля. Исследования показали малый риск появления его концентраций в газопроводах диаметром 762 мм, к тому же они и трубопроводы с метилэтилгликолем имеют отдельные трассы и в местах, оптимальных для каждого из них. 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 — один из самых продвинутых в мире газопромышленных 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 экскаватора-робота “Спайдер” (“Паук”). Он обеспечил ровную укладку подводно-донных газопроводов в море глубиной до 1000 м. В газе Урмен Ланге нет сероводорода, но сравнительно высока концентрация  $\text{CO}_2$ .



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 [11, 15, 23, 25, 35].

Глубина Норвежского моря в Урмен Ланге равна 800-1006,5 м, что создает давление более 8-10 МПа на дно, где температура воды от минус 1 до минус 2°C. Таким образом, вся верхняя часть осадочного разреза толщиной 800-1000 м является ЗГО, а разрабатывающиеся 396,5 млрд м<sup>3</sup> газа — “подледным” (подгидратным) газом. Следовательно, Норвегия решила, по-видимому, не объявляя во всеуслышание, разрабатывать Урмен-Ланге по технологии Мессояхского месторождения — сначала добывать свободный, т.е. “подледный” природный газ, затем добывать его вместе с “ледяным” (гидратным) метаном и в конце — только “ледяной” (рис. 6).

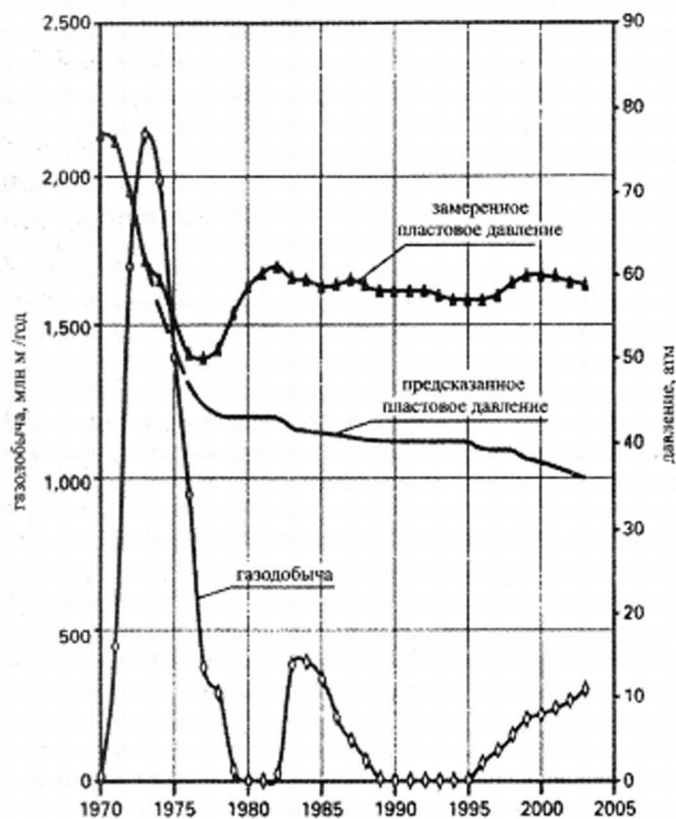


Рис. 6. Динамика изменения пластового давления и газодобычи в Мессояхском месторождении газогидрата и подгидратного газа [19]

Не случайно, по-видимому, и применение донных плит — “темплат” размером 44 x 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 м<sup>3</sup>/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. Не случайно, по-видимому, на дне моря глубиной 800-1000 м и работа экскаватора-робота, ведь он может там не только выравнивать дно под укладку газопроводов, но

и экскавировать (добывать?) субмаринный газогидрат из ЗГО, доходящей до самой поверхности дна с температурой там морской воды от минус 1 до минус 2°С.

В общем, геологи более 30 лет говорили о колоссальных объемах природного газа 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 параллельно с ростом 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 (см. рис. 6), согласно известным публикациям [1, 8-10, 20].

Итак, 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.

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].

К сожалению, размах работ по изучению газогидратов Черного моря в Украине отстает от работ быстро развивающегося мира. В настоящее время в Черном море обнаружены газогидраты в десяти-двенадцати точках; в Черноморской мегавпадине выявлены наиболее перспективные на газогидраты

впадины — Сорокина, Туапсинская, Гиресунская; установлена связь выходов газогидратов с грязевыми вулканами; установлена своеобразная зональность в развитии газоотдачи дна Черного моря: по периферии моря развиты выходы газовых факелов, а в центральной глубоководной его части газы увязываются в состав газогидратов.

К сожалению, поиски залежей газогидратов геофизическими и геологическими методами пока не начаты. Между тем, потенциальные залежи газогидратов в Черном море предположительно оцениваются в 25 трлн м<sup>3</sup> (Южморгеология) — 48 трлн м<sup>3</sup> (болгарские специалисты). Необходимо приложить усилия для ускорения и широкого разворота работ по газогидратам в Украине, включая освоение технологий их добычи.

В общем, образно говоря, зарубежье действительно находится всего в трех шагах от субмаринной добычи газогидратов.

1. *Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Ключко В.П.* К проблеме промышленного освоения черноморских газогидратов в прибрежье Украины // Геол. журн.— 2004.— № 2.— С. 7-20.

2. *Клименко А.П.* Клатраты (Гидраты газов).— Киев: Наук. думка, 1989.— 76 с.

3. *Краюшкин В.А.* Газогидраты в подводных недрах Мирового океана // Геол. журн.— 1991.— № 5.— С. 57-66.

4. *Соловьев В.А.* Глобальная оценка количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов // Геология и геофизика.— 2002.— 41, № 7.— С. 648-661.

5. *Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Европа, Северная и Центральная Америка /* Ред.: И.В.Высоцкий.— М.: Недра, 1976.— 600 с.

6. *Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П.* Ресурсы биогенного метана Мирового океана // Докл. АН СССР.— 1975.— 225, № 4.— С. 936-943.

7. *Черский Н.В.* Твердый газ — полезное, но нетронутое ископаемое // Знание — Сила.— 1981.— № 10.— С. 29-30.

8. *Шнюков Е.Ф., Краюшкин В.А.* Природа, структура, условия залегания и запасы морских метаногидратов // Геология и полезные ископаемые Черного моря. — Киев: "Карбон — ЛТД", 1999.— С. 107-116.

9. *Шнюков Е.Ф., Кенни Дж. Ф., Краюшкин В.А.* К природе газогидратов и нефти // Геол. журн.— 2002.— № 3.— С. 11-18.

10. *Collett T.S., Kuuskraa V.A.* Hydrates contain vast store of world gas resources // Oil and Gas J.— 1998.— 96, № 19.— P. 90-95.

11. *Digging 1000 metres below the sea's surface* // Ibid.— № 9.— P. 5.

12. *Dillon W.P., Lee M.N., Fehlhalen K.* Gas hydrates on the Atlantic continental margin of the United States — control on concentration // The Future of Energy Gases. U.S. Geological Survey Professional Paper 1570.— Washington (D.C.): United States Government Printing Office, 1993.— P. 313-330.

13. *Dittrick P.* New look at gas hydrates // Oil and Gas J.— 2006.— 104, № 40.— P. 17.

14. *Fischer P.A.* Gas hydrate surprises off India // Oil.— 2006.— 227, № 12.— P. 15.

15. *Fyrileiv O., Mork K., Chezhian M.* Ormen Lange long free spans prompt update // Oil and Gas J.— 104, № 9.— P. 63-64.

16. *Gas hydrate to boost India's gas resources* // Ibid.— 1997.— 95, № 37.— P. 28.

17. *Indian and Norwegian entities cooperate on natural gas hydrate transport* // World Oil.— 2006.— 227, № 4.— P. 187-E.

18. *International Petroleum Encyclopedia /* Ed.: J.C.McCaslin.— Tulsa (OK): The Petrol. Publish. Co., 1976.— 456 p.

19. *Lowrie A., Max M.D.* The extraordinary promise and challenge of gas hydrates // *World Oil*.— 1999.— 220, № 9.— P. 49-55.
20. *Makogon Y.F., Holditch S.A., Makogon T. Y.* Russian field illustrates gas-hydrate production // *Oil and Gas J.*— 2005.— 103, № 5.— P. 43-47.
21. *Mienert J., Bryn P.* Gas hydrate drilling conducted on the European margin // *EOS*.— 1997, December 9.— P. 565-571.
22. *Moshfeghian M., Maddox R.N.* Method predicts hydrates for high-pressure gas streams // *Oil and Gas J.*— 1999.— 97, № 35.— P. 78-81.
23. *Norsk Hydro ASA* // *Ibid.*— 2003.— 101, № 48.— P. 9.
24. *Ollard W.* LNG and the dash for gas // *Worldexp.*— 2006.— № 1.— P. 6-7.
25. *Petzet A.G.* OTC: Ormen Lange field development continues apace // *Oil and Gas J.*— 2004.— 102, № 19.— P. 26-27.
26. *Pulici M.* Black Sea Project features water depth record for laying pipe // *World Oil*.— 2002.— 223, № 4.— P. 40-E.
27. *Rach N.M.* Japan undertakes ambitious hydrate drilling program // *Oil and Gas J.*— 2004.— 102, № 6.— P. 37-39.
28. *Rach N.M.* Vibrant activity emerging in India to meet rising oil demand // *Ibid.*— № 31.— P. 55-59.
29. *Syntroleum* unveils hydrate recovery process // *Ibid.*— 1999.— 97, № 44.— P. 40-42.
30. *Szczepanski R., Edmons B., Brown N.* Research provides clues to hydrate formation and drilling hazard solution // *Ibid.*— 1998.— 96, № 10.— P. 52-56.
31. *Takahashi H., Tsuji Y.* Japan explores for hydrate in the Nankai Trough // *Ibid.*— 2005.— 103, № 33.— P. 48.
32. *Takahashi H., Tsuji Y.* Japan drills, log gas hydrate wells in the Nankai Trough // *Ibid.*— № 4.— P. 37-42.
33. *The Medgaz Consortium* // *Ibid.*— 2003.— 101, № 40.— P. 8.
34. *Watkins E.* Japan exploring methane hydrate // *Ibid.*— 2006.— 104, № 39.— P. 26.
35. *Wilhelmsen A., Meisingset H., Moxnes S.* Ormen Lange. I. Extreme subsea conditions drive concept development // *Ibid.*— 2005.— 103, № 45.— P. 62-67.
36. *Williams B.* Debate grows over US gas supply crisis as harbinger of global gas production peak // *Ibid.*— 2003.— 101, № 28.— P. 20-28.
37. *Worldwide* crude oil and gas production // *Ibid.*— 2002.— 100, № 10.— P. 86.
38. *Worldwide* crude oil and gas production // *Ibid.*— 2006.— 104, № 10.— P. 68.
39. *Worldwide* look at reserves and production // *Ibid.*— 2005.— 103, № 47.— P. 24-25.

У донній осадовій товщі Світового океану запаси субмаринних газогідратів є казково величезними. Найкраще їх підготовлено до промислового видобування на атлантичному континентальному краї США та в трозі Нанкай біля о-ва Хонсю Японії, тоді як у Норвезькому морі природний газ вже видобувають із-під газогідратної товщі.

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, Japan, while in the Norwegian Sea the natural gas already is developing from under the gas-hydrate-bearing sequence.