

Газовая промышленность

ISSN 0016-5581

спецвыпуск

676 / 2012



Нетрадиционные
ресурсы
нефти и газа



Содержание



Газовая промышленность

676/2012

Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. Спецвыпуск
Основан в январе 1956 года

У Ч Р Е Д И Т Е Л Ь

«Газпром»

Главный редактор
АНАНЕНКОВ А.Г.

Редакционная коллегия:

АКСЮТИН О.Е.
БАБКИН В.П.
БУДЗУЛЯК Б.В.
ВАСИЛЬЕВ Г.Г.
ГАФАРОВ Н.А.
ГУСЕВ Б.В.
ДМИТРИЕВСКИЙ А.Н.
ЕРМОЛАЕВ А.И.
СМИРНОВ А.Г.
(зам. гл. редактора)
ИСТОМИН В.А.
КАРАСЕВИЧ А.М.
КАРПЕЛЬ Е.Е.
КАСЬЯН Е.Б.
ЛАПИДУС А.Л.
МАСТЕПАНОВ А.М.
МИЛОВАНОВ В.И.
НИКИТИН Б.А.
ПОДЮК В.Г.
САВЕЛЬЕВ В.А.
СЕЛЕЗНЕВ К.Г.
СЕРГИЕНКО А.В.
СТОЛЯР Н.Ф.
ТЕР-САРКИСОВ Р.М.
ЦЫБУЛЬСКИЙ П.Г.
ЧЕРЕГАНОВ В.В.
ШЕВЧЕНКО Г.В.

Редакция

Ведущий редактор номера
Компьютерный дизайн
Набор
Компьютерная графика
Компьютерная верстка

О. Митькина

А. Тюрин

Л. Фролова

Г. Николайчик

В. Игнатенко

Д. Казаков, А. Комлев

А. Соколова

Корректор

Телефоны: (495) 430-87-37, 430-87-38

E-mail: info@gasoilpress.ru

Отдел маркетинга и рекламы

Начальник отдела

Ю. Инземцева

reklama@gasoilpress.ru

Менеджеры отдела:

А. Чесноков, С. Удинская, Ю. Сергеева, А. Хороманская

Телефоны: (495) 719-61-21, 430-87-81, 719-61-40

Отдел подписки и распространения

Начальник отдела

Л.Э. Гутцайт

Телефон: (495) 430-87-31 lgut@gasoilpress.ru

Адрес издательства и редакции:

119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1

Телефоны: (495) 719-24-35, 719-20-31, 430-87-37

Факс: (495) 430-87-39

Internet: <http://www.gasoilpress.ru>

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ №ФС77-34441 от 28.11.2008 г. выданное Роскомнадзором

Подписные индексы:

Каталог «Газеты, Журналы» 81450, 80265

Каталог «Почта России» 11843, 11844

Каталог «Пресса России» 29103, 29630, 29000

Журнал входит в перечень ведущих периодических изданий ВАК

Подписано в печать 25.05.2012 г.

Выход в свет 06.06.2012 г.

Формат 60x90/8. Бумага мелованная. Печать офсетная.

Печ. л. 13,5

Тираж 3000 экз.

Цена свободная

Отпечатано в типографии «Вива-Стар»

Адрес типографии: 107023, г. Москва,

ул. Электрозаводская, д. 20, стр. 3

Перечень опубликованных материалов допускается только с согласования с редакцией. Представителем авторов публикаций в журнале является издатель.

Фото на обложке: А. Закалимов

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях

Карасевич А.М., Крейнин Е.В.	Нетрадиционные газы – дополнительный ресурс газовой отрасли	4
Валяев Б.М.	Природа и особенности пространственного распространения нетрадиционных ресурсов углеводородов и их скоплений	9
Якушев В.С.	О конкурентоспособности нетрадиционных источников углеводородов на региональных рынках	16
Гафаров Н.А., Глаголев А.И.	Нетрадиционные газовые ресурсы Западной Европы: оценки потенциала и геологоразведка	23
Нежданов А.А., Огибенин В.В., Скрылев С.А.	Строение и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири	32
Зыкин Н.Н.	Полутные воды нефтегазоконденсатных месторождений как нетрадиционное сырье для газохимического производства	38
Скоробогатов В.А., Кузьминов В.А., Салина Л.С.	Ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах осадочных бассейнов России и перспективы их промышленного освоения	43
Судыкин А.Н., Судыкин С.Н., Губайдулин Ф.Р., Сахабутдинов Р.З.	Разработка технологий промышленной подготовки тяжелых высоковязких нефтей, добываемых тепловыми методами	48
Гладков Е.А.	Вероятные ресурсы матричной нефти в Восточной Сибири	51
Яценко И.Г.	Закономерности размещения трудноизвлекаемых нефтей на территории России	56

Содержание

Петухов А.В., Шелепов И.В., Петухов А.А., Куклин А.И.	Разработка математической модели сложнопостроенных коллекторов, содержащих нетрадиционные ресурсы нефти и газа	64
Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В.	Сланцевый газ в системе газообеспечения: сырьевая база, условия освоения и прогноз добычи	70
Макаревич В.Н., Макарова И.Р., Суханов А.А.	Проблемы освоения биогенного сланцевого газа на Северо-Западе России	77
Макогон Ю.Ф.	Газогидраты: результаты и проблемы	82
Матвеева Т.В., Логвина Е.А.	Современные тенденции в области экспериментальной разработки газогидратных залежей	88
Бондарев Э.А., Аргунова К.К., Рожин И.И.	Влияние пластовых параметров на образование гидратов в газовых скважинах	95

Актуальное интервью

Углеводороды: нетрадиционные, но перспективные? (Интервью с В.В. Бушуевым)	63
---	----

УДК 552.578.1: 608:622.23

Современные тенденции в области экспериментальной разработки газогидратных залежей

Т. В. Матвеева, Е. А. Логвина (ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И. С. Грамберга»)

В статье представлен обзор актуальных на сегодняшний день исследований в области опытно-методической разработки газогидратных залежей (ГГЗ); методик особенностей извлечения гидратного газа в сравнении с добычей газа традиционных месторождений. Приведены сведения о результатах и перспективах проведения национальных и коммерческих программ, направленных на потенциальную эксплуатацию залежей природных газовых гидратов. Рассмотрены экономическая целесообразность освоения ГГЗ, а также планы на ближайшую и долгосрочную перспективы.

Тенденции мирового энергетического рынка таковы, что XXI в. – это эпоха газовой энергетики, что не означает отказа от нефти, но постоянно растущие на нее цены заставляют искать альтернативные дешевые, безопасные с экологической точки зрения и эффективные энергоносители. Уже сейчас в дополнение к традиционным источникам природного газа используются нетрадиционные: газы угольных пластов и сланцевые, газы низкопроницаемых коллекторов и глубоких горизонтов; ведутся изучение и экспериментальная разработка природных газовых гидратов. Последние являются единственным еще не разрабатываемым источником природного газа на Земле, который может составить реальную конкуренцию месторождениям традиционных углеводородов (УВ) в силу огромных ресурсов, широкого распространения, неглубокого залегания и концентрированного состояния газа.

Достижения последнего десятилетия значительно продвинули природные гидраты по пути их коммерческой эксплуатации. Во многих странах учреждены и успешно работают национальные гидратные

программы. В связи с возможным промышленным освоением гидратов вопрос об экономическом и научно обоснованном подходе к их добыче становится все более актуальным.

КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ СХЕМЫ ГГЗ В КОНТЕКСТЕ ИХ ВОЗМОЖНОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

С точки зрения фундаментальной науки ГГЗ в зависимости от условий и механизмов их образования разделяются на фильтрогенные и криогенетические [1]. Фильтрогенные ГГЗ формируются в субаквальных обстановках и обязаны своим происхождением фильтрации углеводородных газов в зону гидратообразования. В свою очередь, они подразделяются на придонные, образованные в результате концентрированной восходящей миграции газа в направлении фронта гидратообразования по флюидопроводникам и ослабленным зонам (грязевые вулканы, очаги разгрузки газа, покмарки, диапиры), и ГГЗ, залегающие на значительных поддонных глубинах (десятки – первые сотни метров) и контролируемые зонами проницаемости

в условиях рассредоточенной фильтрации флюидов. По оценкам авторов данной работы, количество метана в отдельных ГГЗ составляет от 10^8 – $2,5 \cdot 10^9$ м³ в придонных и до 10^{13} м³ в глубоко залегающих. Таким образом, именно второй тип ГГЗ характеризуется наиболее значительным гидратосодержанием. Однако его разработка осложняется такими факторами, как отсутствие инфраструктуры, значительные глубины моря, удаленность от источников потребления, отсутствие отработанной технологии извлечения. Несмотря на отсутствие единого мнения об экономической целесообразности разработки придонных ГГЗ [2], они могут представлять первостепенный интерес ввиду их широкого распространения, неглубокого залегания и потенциальной возобновляемости ресурсов газа [3].

Криогенетические ГГЗ образованы в ходе многолетнего промерзания осадочных толщ и приурочены к районам развития многолетнемерзлых пород на континенте и арктических шельфах. На суше такие ГГЗ формируются только за счет трансформации уже существовавших залежей «нормального» газа, часть которого может переходить в форму гидратов. Континентальные под- и внутримерзлотные ГГЗ считаются наиболее перспективными для разработки в основном из-за приуроченности к песчаным коллекторам и наличию в местах их обнаружения более-менее развитой инфраструктуры. В частности, в марте 2008 г. из внутри- и подмерзлотных ГГЗ на месторождении Маллик, открытом в 1971 г. в устье р. Маккензи (Канада), был получен первый приток газа [4]. Однако следует отметить, что криогенетические

гидраты на суше – это не дополнительный резерв газа в сравнении с его прогнозными ресурсами в «обычных» залежах. Но перешедшая в гидрат часть газа уменьшает долю извлекаемых запасов, что непременно отразится на продуктивности разрабатываемых месторождений.

В основу другой, популярной в настоящее время за рубежом классификационной схемы положены принципы традиционной нефтегазопромысловой геологии [5]. При таком подходе особое внимание уделяется в основном ГГЗ, сформированным в песчаных крупнозернистых отложениях с хорошими коллекторскими свойствами. Именно они рассматриваются в качестве основных кандидатов на опытно-экспериментальную разработку. В рамках этой схемы ГГЗ подразделяются на 4 класса в соответствии с наличием или отсутствием мощных газогидратосодержащих горизонтов (НВЛ), подстилаемых отложениями, которые насыщены газосодержащим флюидом (свободный и/или водорастворенный газ). НВЛ 1-го класса отличаются высоким гидратосодержанием и подстилаются отложениями, насыщенными мобильным газом в обеих фазах. НВЛ 2-го класса подстилаются отложениями, насыщенными

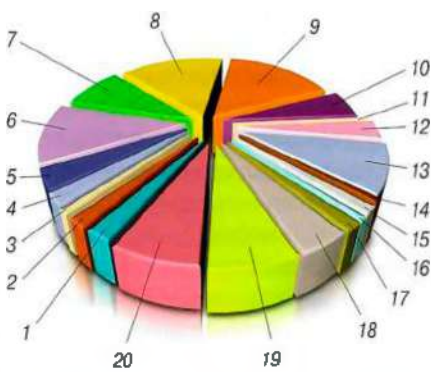


Рис. 1. Глобальные оценки ресурсного потенциала ГГЗ классов 1–3 (Ттлм³)

1 – Индия (26,4); 2 – остальная Южная Азия (15,7); 3 – Япония (6,0); 4 – Океания (22,9); 5 – остальная Тихоокеанская Азия (46,0); 6 – Латинская Америка и Карибский бассейн (139,0); 7 – Южный океан (101,0); 8 – Северный Ледовитый океан (187,0); 9 – США (198,0); 10 – Канада (63,1); 11 – Центральная и Восточная Европа (0,36); 12 – Западная Европа (40,0); 13 – б. СССР (108,0); 14 – Северная Африка (6,2); 15 – остальная Восточная Азия (10,5); 16 – Китай (5,0); 17 – Средний Восток (16,2); 18 – Восточная Африка (51,7); 19 – Западная и Центральная Африка (90,1); 20 – Южная Африка (88,9)



Рис. 2. Пирамиды глобальных ресурсов газовых гидратов (слева) и запасов газа различных источников, исключая гидраты (справа) [7]

только подвижным водорастворенным газом. Третий класс характеризуется изолированными газогидратосодержащими горизонтами вне контактов с мобильным флюидом на подошве. К 4-му классу отнесены рассеянные, как криогенетические, так и фильтрогенные, морские ГГЗ с низким гидратосодержанием. Считается, что наиболее перспективными для разработки являются ГГЗ классов 1–3. На рис. 1 показаны результаты глобальных оценок ресурсного потенциала ГГЗ этих классов на основе методов и подходов, применяющихся при ресурсных оценках залежей «нормального» газа [6].

Еще один подход, изложенный в работе [7], представлен на рис. 2 в виде пирамиды ресурсов газовых гидратов, описывающей распределение связанного в форме гидрата метана по «разведочным» типам ГГЗ. Основной предпосылкой для их выделения являются геологические обстановки формирования ГГЗ, место которых в ресурсной пирамиде определяется их относительными размером и продуктивностью. При этом наиболее перспективные в ресурсном отношении категории ГГЗ находятся в вершине пирамиды, а наиболее трудно технически извлекаемые – в ее основании. Из диаграммы видно, что только некоторые типы ГГЗ могут содержать коммерчески значимые количества газа.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГГЗ КАК ОБЪЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКИ

Если рассматривать залежи газовых гидратов в качестве полезного ископаемого, то, по сравнению с «нормальным» газом, оно всегда разубожено. Кроме того, при разложении гидратов выделяется значительное количество воды – 0,85 м³ на 1 м³ гидрата.

С точки зрения разработки едва ли не самым важным свойством гидратоносных пород и ГГЗ в целом является их проницаемость (наряду с запасами и содержанием полезного компонента). Если порода, не содержащая гидраты, имеет проницаемость, отличную от нуля, то по мере насыщения ее гидратами проницаемость будет уменьшаться, т.е. проницаемость может зависеть от гидратонасыщенности. При содержании гидратов более 50 % порода практически непроницаема, а при 70–80 % она приобретает свойства покрывки [8]. Так, по результатам изучения одного из гидратоносных пластов на месторождении Маллик, при насыщении гидратами на 80 % проницаемость составила $10^{-5} - 10^{-4}$ мкм², в отличие от ее значений в безгидратных отложениях, варьирующих в пределах 0,1–1,0 мкм² [4]. Это соответствует низкой проницаемости традиционных углеводородных месторождений, создающей значительные труд-

ности для разработки, а иногда делающей ее невозможной.

Процесс разложения газовых гидратов требует больших затрат энергии. Теплота фазового перехода для предельного гидрата метана составляет около 60 кДж/моль, тогда как при сгорании одного моля метана выделяется около 900 кДж (поскольку природные газы содержат, как правило, более 90 % метана, свойства гидратов природных газов логично полагать близкими свойствам гидрата метана). Таким образом, только на фазовый переход «гидрат – газ» необходимо затратить около 7 % потенциальной химической энергии полученного при этом газа.

Отличие промышленной разработки залежей «нормального» газа от ГГЗ состоит еще и в том, что в первом случае максимальные объемы добычи достигаются на начальных стадиях эксплуатации скважин, тогда как максимальная газоотдача ГГЗ, не подстилаемой свободным газом, может занять несколько лет [9]. Природный гидрат разлагается в пласте очень медленно, так как для распространения фронта диссоциации по всему продуктивному интервалу необходимо значительное время из-за техногенного образования вторичных гидратов, падения забойной температуры до температуры замерзания воды (эффект Джоуля – Томсона). Это вызывает необходимость использования дополнительных воздействий на пласт для повышения газоотдачи.

МЕТОДЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГИДРАТНОГО ГАЗА

Большинство специалистов в области газовых гидратов сходятся во мнении, что при рассмотрении, изучении и оценках количества метана в газовых гидратах, т. е. выяснения их роли в качестве полезного ископаемого, возможно и нужно использовать методы и подходы, используемые в традиционной нефтепромысловой геологии, с одной лишь разницей – необходимо учитывать термобарические условия их образования-сохранения, а также наличие необходимых источников газа. Анализ работ, посвященных данному вопросу, свидетельствует о том, что с начала 80-х гг. прошлого века, когда в работе Г.Д. Холде-

ра [10] впервые обсуждались технические особенности и экономические аспекты разработки гидратных залежей, значительного технологического прогресса в этом направлении не произошло. Основным подходом по-прежнему является перевод гидратного газа на месте его залегания в свободное состояние с последующим отбором традиционными методами. Не вызывает сомнения тот факт, что существующие технологии извлечения традиционных источников УВ могут быть использованы для разработки ГГЗ уже сегодня. Однако открытым остается вопрос рентабельности применения того или иного метода или их комплекса. За рубежом в настоящее время ведущая роль в оценке потенциала газовых гидратов как полезного ископаемого отводится бассейновому компьютерному моделированию. Компьютерные программы симуляции гидратных резервуаров отличаются от таковых для оценки традиционных нефтегазовых объектов тем, что уравнения, описывающие поведение потоков флюидов в поровом пространстве коллекторских отложений, должны быть привязаны к термодинамическим и кинетическим уравнениям, описывающим поведение гидрата [9].

Известны три основных метода вызова притока газа из гидратоносных пластов: понижение давления ниже равновесного давления гидратообразования при заданной температуре, нагрев гидратсодержащих пород выше равновесной температуры, а также их механическое разрушение. Кроме того, известны решения, в которых предлагается использовать реагенты, способные влиять на химическую активность воды и газа, что приводит к смещению равновесного состояния реакций образования и разложения газовых гидратов в область более низких температур (ингибиторы – метанол, этиленгликоль, растворы электролитов и др.). Другие предлагаемые методы воздействия, в частности электромагнитное и акустическое, пока еще мало изучены экспериментально.

Далее авторы рассматривают вышеперечисленные методы с учетом изложенных особенностей ГГЗ. Сущность метода температурного воздействия заключается в прямом нагреве гидратсодержащих пород или закачке в пласт нагретого раствора (теоретически возможно использование

как природных вод термальных источников, радиоактивных отходов атомных реакторов, так и искусственно нагретых растворов, тепла промышленных стоков). Метод требует затрат энергии на нагрев. Решение вопроса о количестве тепла, необходимого для разложения гидратов, требует аналитического решения тепловой задачи с фазовыми переходами (задача Стефана). Тепловой метод разработки ГГЗ пригоден для пластов, имеющих высокое содержание гидратов в порах. Возможны варианты с нагревом призабойной части гидратсодержащих интервалов и кондуктивный прогрев ГГЗ через подошву [11]. Экспериментально установлено, что нагрев призабойной части малоэффективен ввиду нелинейного распределения температур по радиусу вглубь массива, перегрева близлежащих пород, повышающего, в том числе, и подвижность поровых вод, на который тратится большая часть энергии нагревателя, и следовательно, увеличивается объем системы. В этом случае необходима также значительная поверхность контакта источника и приемника тепла. Однако, как показывают результаты расчетов, тепловое воздействие через забой скважины малоэффективно. При прогреве через подошву необходимо решать также вопрос с утилизацией воды вследствие разложения гидратов. При этом в реальных условиях, прежде чем начнется разложение гидрата, залежь должна быть прогрета до равновесной температуры. На разложение гидрата потребуется не менее 10 % теплоты сгорания выделившегося при этом газа (исходя из пористости 20 и 100 % гидратонасыщения) [12]. Таким образом, КПД любой технологии подачи тепла к ГГЗ должен быть существенно выше 10 %. Охлаждение ГГЗ (следствие эндотермического разложения гидратов) будет нивелировать влияние нагрева, что потребует больших затрат энергии как для разложения гидрата, так и для предотвращения его техногенного новообразования. Так, по расчетам Ю.Ф. Макогона [13], во время разработки гидратной залежи на хребте Блейк Аутер при глубинах моря 2000 м и мощности гидратного слоя 2–3 м методом теплового воздействия энергетический баланс составит 40 на 60 %. При этом 40 % придется на извлеченную энергию и 60 % будет потрачено на добы-



чу, производство и транспортировку газа. Нагрев ГГЗ без привлечения какого-либо дополнительного источника энергии можно осуществить созданием в самой ГГЗ внутриплатового очага горения [14], аналогично подземной газификации углей. Однако в ГГЗ теплотворная способность единицы объема горной массы на порядок меньше, чем в пластах угля, а содержание воды, вероятно, значительно больше. В условиях континентальной мерзлоты термальная стимуляция должна жестко контролироваться для минимизации протаивания мерзлых пород, что, в свою очередь, может привести к неблагоприятным экологическим последствиям, изменению проницаемости мерзлой покрышки над ГГЗ [15].

Если рассматривать метод понижения давления применительно к ГГЗ, содержащей гидраты во всем своем пространстве, то он представляется неэффективным. Однако если гидраты содержатся только в верхней части залежи, а в нижней находится свободный газ, то снижение давления в нижней части неизбежно вызовет разложение гидратов. В каких именно горизонтах ГГЗ будет иметь место диссоциация гидратов – зависит от многих причин, в том числе от газо-, водо- и гидратонасыщенности, фазовых проницаемостей, температуры, давления. То есть эффективность метода зависит от естественно-геологических условий. Он не требует значительных затрат энергии и способствует быстрому вызову значительных притоков газа. Анализ результатов расчетов показывает, что метод понижения давления является пригодным для гидратных пластов, где насыщенность гидратами невелика, а газ или вода не потеряли свою подвижность. Естественно, что при увеличении гидратонасыщенности (а значит, при сокращении проницаемости) эффективность этого метода резко падает. Так, при насыщенности пор гидратами более 80 % получить приток из гидратов за счет снижения забойного давления практически невозможно [16]. Другой недостаток метода – снижение давления связан с техногенным образованием гидратов в призабойной зоне вследствие эффекта Джоуля – Томсона. Наибольшие перспективы имеет комбинированный метод, состоящий в одновременном снижении давления и подводе тепла к скважи-

не. Причем основное разложение гидрата происходит за счет снижения давления, а подводимая к забою теплота позволяет сократить зону вторичного гидратообразования, что положительно сказывается на дебите. Недостатком комбинированного метода (как и теплового) является большое количество попутно добываемой воды [16]. Как показал опыт экспериментальной разработки криогенетических ГГЗ на месторождении Маллик, метод понижения давления оказался наиболее предпочтительным. В ходе экспериментов в 2002 г. и 2007–2008 гг. из газогидратоносных песчаных горизонтов с глубин 890–1106 м были получены притоки газа объемами 468 м³ за 5 дней и 13 000 м³ за 6 дней [17]. В первом случае применялся метод температурного воздействия на гидратсодержащие породы, посредством закачивания горячей воды, а во втором – метод понижения давления. Плотность запасов газа в гидратах в пределах разведочных скважин составила 4,15 трлн м³/км², а запасы в целом по месторождению оцениваются в 110 трлн м³ [4]. Согласно данным, приведенным в работе [18], себестоимость гидратного газа на месторождении Маллик при его добыче методом понижения давления составит примерно 80 долл./1000 м³, в сравнении с себестоимостью его добычи методом нагревания (около 130 долл./1000 м³) и газа из традиционных источников (65 долл./1000 м³).

Закачка ингибиторов может быть эффективна только на определенной стадии разработки и на короткое время (в помощь другим методам). Однако использование дорогостоящих ингибиторов не позволяет получить достаточную для практического использования рентабельность способа. Существенно также влияние реагентов на экосистему вблизи ГГЗ.

Одним из наиболее популярных в настоящее время является метод замещения углеводородных газов в гидратной решетке на CO₂ при его закачке под давлением в газогидратоносные отложения [19]. Преимуществом метода считается тот факт, что замещение может происходить без заметной диссоциации гидрата, что исключает проблему, связанную с наличием воды. Результаты моделирования и лабораторные исследования подтвер-

ждают эффективность данной технологии, разработка которой начата в 90-х гг. прошлого столетия.

Метод механического разрушения подразумевает нарушение условий стабильности субквальных ГГЗ путем воздействия на рыхлые гидратсодержащие отложения сжатым воздухом, различными жидкостями под давлением, породоразрушающими инструментами с последующим сбором продуктов разложения гидрата в различные емкости [3]. Метод эффективен для разработки придонных ГГЗ в очагах разгрузки углеводородов. Попытка извлечения газа из придонных ГГЗ впервые была проведена на одном из гидратоносных очагов разгрузки газа на о. Байкал в 2006–2008 гг. Применялись воздействие на гидратсодержащие отложения струей воды и сбор продуктов разложения под специальной емкостью, расположенной на дне озера, с последующим отбором газонасыщенной воды через шланг на судно. Дополнительное воздействие достигалось посредством закачки в емкость для разложения гидратов более теплой воды с поверхности [20]. Изотопные исследования полученного газа позволили идентифицировать его как газ разложившихся гидратов.

Большинство предлагаемых способов разработки гидратных залежей предполагают комбинацию вышеперечисленных методов. Однако выбор способа разработки гидратной залежи в первую очередь должен быть обусловлен генетическим типом ГГЗ и специфическими геологическими условиями.

НА ПУТИ К РАЗРАБОТКЕ ГИДРАТОВ МЕТАНА: ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Как правило, в случае реализации дорогостоящих геолого-разведочных проектов с неопределенными и, возможно, краткосрочными выгодами масштабные программы по исследованию газовых гидратов как полезного ископаемого часто проводятся в рамках крупных международных проектов при существенной поддержке частного сектора и контролируются как государственными, так и академическими организациями.

Так, Департамент энергетики США (Department Of Energy – DOE) в соответ-

ствии с директивами Methane Hydrates R&D от 2000 г. и соответствующего Закона об энергии от 2005 г. активно развивает сотрудничество с другими национальными организациями, академическими и промышленными институтами в области моделирования, экспериментальных исследований и опытно-экспериментального бурения [2]. В частности, усовершенствованы методы оценки гидратсодержания продуктивных отложений, реализуются программы по бурению и каротажным работам в газогидратоносных скважинах как в условиях морского глубоководья, так и в пределах континентальной криолитозоны. Капиталовложения DOE США в данные разработки по состоянию на 2010 и 2011 гг. составили от 15 млн до 50 млн и 70 млн долл., соответственно. В период с 2011 по 2015 г. планируется увеличение ассигнований на проект Methane Hydrates R&D на 10 млн долл. ежегодно, что должно способствовать США занять лидирующее положение в области исследований и разработки газовых гидратов, поскольку капиталовложения в гидратные проекты другими государствами на порядок меньше [21].

Залогом успешной реализации национальной гидратной программы в Японии также является тесное взаимодействие частных, общественных и академических организаций. На сегодняшний день работы в рамках этой программы направлены на экспериментальную добычу гидратного газа в желобе Нанкай, намеченную на 2012 г. [22]. Здесь планируется применение метода понижения пластового давления, эффективность которого установлена в ходе тестов на месторождении Маллик [23].

В Канаде для завершения трех масштабных проектов по бурению мерзлых гидратсодержащих отложений в дельте р. Маккензи также работает консорциум партнерских организаций [4].

С 2005 г. Индия [24], Китай [25], а также частные организации, имеющие коммерческие интересы в прибрежье Малайзии, запустили здесь крупные проекты по бурению на газовые гидраты [26]. Проведено успешное бурение в бассейне Улеунг (Японское море) в рамках Корейской гидратной программы [27].

Однако и сегодня в области исследования и разработки ГГЗ все еще ключевыми

остаются проблемы их локализации, оценки ресурсов, разработки жизнеспособных стратегий добычи; очевидна необходимость глубокого понимания экономической целесообразности разработки газогидратоносных залежей в условиях мирового топливно-энергетического рынка.

На рис. 3 приведена дорожная карта, отражающая планы по промышленному освоению ГГЗ на ближайшую и долгосрочную перспективы. В частности, до 2015 г. с достаточной степенью уверенности прогнозируются: продолжение проекта глубоководного бурения в Мексиканском заливе и возможная реализация таких проектов в Тихом и Индийском океанах; эксперименты по получению притоков газа из ГГЗ методом замещения CO_2 на северном склоне Аляски; реализация пробной разработки глубоководных ГГЗ в желобе Нанкай; публикация оценок ресурсной значимости и рентабельности разработки ГГЗ в пределах экономической зоны США, а также внедрение новых сейсмических методов для идентификации ресурсозначимых ГГЗ.

До 2020 г. (с меньшей долей вероятности) ожидаются: вовлечение в проекты по научному бурению в глубоководье стран,

не имеющих ранее опыта таких работ; публикация результатов экспериментальной разработки ГГЗ специалистами из Японии, Индии, США и др.; широкое внедрение методов традиционной нефтегазовой геологии для выявления и оценки ГГЗ; публикация новых уточненных ресурсных оценок (включая количественные) и обоснование целесообразности их разработки; оценка рентабельности и пригодности метода замещения метана CO_2 в ГГЗ; начало коммерческой эксплуатации ГГЗ для обеспечения локальных нужд в районах с развитой инфраструктурой (северный склон Аляски [28]).

В период 2025–2030 гг. прогнозируются: первые попытки мелкомасштабной коммерциализации (в первую очередь в условиях континентальной мерзлоты) разработки ГГЗ для обеспечения локальной инфраструктуры в районах, где идет добыча традиционных УВ (канадская и американская Арктика); начало масштабной коммерческой разработки глубоководных ГГЗ (в зависимости от нужд в углеводородных энергоносителях) государствами, испытывающими дефицит собственного энергетического сырья.

Само по себе составление дорожной карты весьма показательно, поскольку

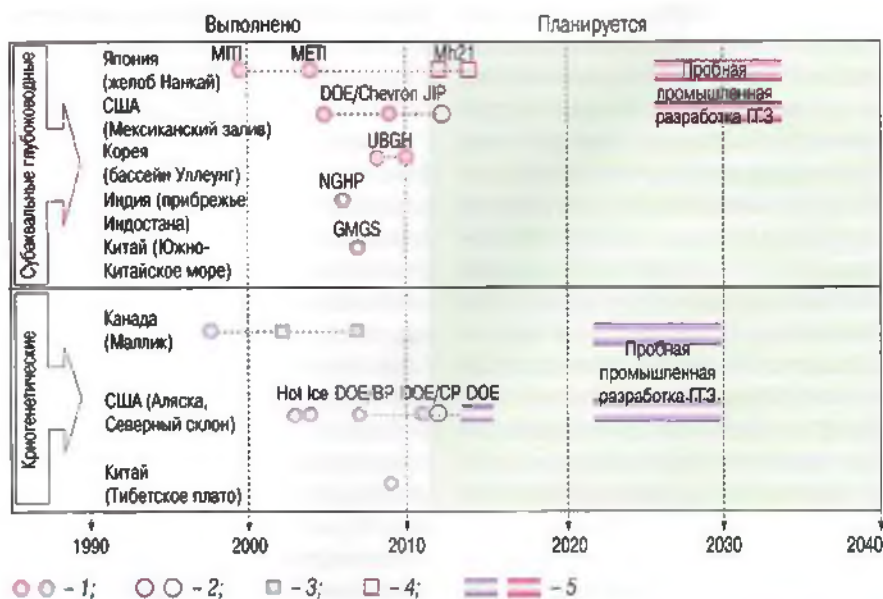


Рис. 3. Дорожная карта деятельности ведущих мировых держав по поиску, изучению и экспериментальной разработке газовых гидратов до 2040 г.:

1 – завершенные промышленные геофизические исследования в скважинах и/или пробобур; 2 – планируемые промышленные геофизические исследования в скважинах и/или пробобур; 3 – завершенные работы по опытно-экспериментальной добыче; 4 – планируемые работы по опытно-экспериментальной добыче; 5 – долгосрочная промышленная добыча ([2] с изменениями)



процесс формирования ее – это ревизия имеющегося потенциала развития в области промышленного освоения ГГЗ; обнаружение узких мест, угроз и возможностей роста, потребности в ресурсном обеспечении и т.д. Реализация проектов, перечисленных в дорожной карте, зависит от различных факторов, основным из которых является себестоимость добычи гидратного газа. Десятилетиями гидраты газа считались и считаются до сих пор потенциальным энергетическим ресурсом будущего, в частности для стран с ограниченными или отсутствующими традиционными источниками энергии, а также для стран, преследующих стратегические интересы в поисках ее альтернативных источников. Однако считалось, что при современном уровне нефтегазовых технологий трудно ожидать сопоставимой себестоимости добываемых гидратного газа и газа традиционных источников [16, 29]. В 2008 г. на конференции, посвященной природным газам, в Канадском институте энергетических исследований (CERI – Canadian Energy Research Institute) г. Калгари [30] были представлены результаты оценок прибыльности разработки глубоководных ГГЗ 3-го класса (по классификации Дж. Моридиса [31]). Рентабельность добычи газа из газовых гидратов обосновывалась с использованием оценок из работы [31] на основе моделирования газогидратных резервуаров 3-го класса в программе TOUGH + HYDRATE (Transport of Unsaturated Groundwater and Heat) [32], которая позволяет моделировать неизотермическое разложение гидратов с учетом процессов в системе «гидрат-вода-метан-ингибитор» на границе 4 возможных фаз (гидрат, вода, лед, газ). Полученная таким образом модель учитывает поведение гидратсодержащих отложений в условиях изменчивости параметров пористости, проницаемости, а также жидкой составляющей. Эксплуатационные расходы рассчитывались программой HIS Energy's Questor™, исходя из условия наличия развитой инфраструктуры в районе разработки ГГЗ. При моделировании учитывались затраты на специальное буровое оборудование для разработки ГГЗ в условиях морского глубоководья, подводку 120 км трубопровода для подачи газа, а также стандартные расходы на обеспечение

бесперебойного режима подачи газа, его сжатие, осушение, разделение и т.д. Результаты расчетов с различной степенью достоверности (10, 50, 90 %) показали дополнительные издержки на эксплуатацию субаквальных ГГЗ по сравнению с разработкой традиционных источников, составляющие 0,12–0,14 долл/1000 м³. Несмотря на то что при расчетах не учитывалось значительное число неопределенных факторов, таких как уникальные риски при разработке морских ГГЗ, полученные различия в стоимости добычи гидратного по сравнению с традиционным газом измеряются всего лишь долями долларовой эквивалента, а не несколькими порядками, как считалось ранее. Таким образом, приведенные результаты свидетельствуют о том, что цены за газ, извлеченный из ГГЗ, незначительно выше современных цен на газ традиционных источников на мировом энергетическом рынке. Как и в случае разработки традиционных углеводородных месторождений, экономические аспекты добычи газа из газовых гидратов весьма изменчивы в зависимости от таких факторов, как тип отложений, буровые характеристики скважин, начальные запасы газа, термодинамические условия резервуара и доступ к существующей инфраструктуре. Однако очевидно, что разработка сопоставимых ГГЗ традиционных газовых залежей будет по-прежнему более экономически привлекательна, а разработка газовых гидратов в промышленных масштабах откладывается на неопределенный срок, до тех пор пока не изменится ситуация на мировом энергетическом рынке. С другой стороны, значительные масштабы газогидратообразования на земном шаре наряду с дефицитом энергоресурсов и необходимостью энергетической безопасности некоторых стран выдвигают технический и экономический анализы разработки газовых гидратов в ряд наиболее важных на сегодняшний день проблем. Следует отметить, что только результаты опытной эксплуатации реальных гидратоносных объектов могут подтвердить или скорректировать результаты моделирования.

В заключение необходимо сказать, что сроки начала промышленной разработки ГГЗ напрямую зависят от двух факторов. Во-первых, это успех комплексных научных

и опытно-экспериментальных исследований в целях подтверждения или качественной оценки прогнозных ресурсов, внедрения методов добычи гидратного газа. Во-вторых, наличие экономических, политических и энергетических предпосылок для разработки нетрадиционных видов энергетического сырья. В частности, состояние мирового энергетического, и в первую очередь газового рынка является одним из ключевых факторов. Эксперты полагают, что разработка гидратного газа будет экономически выгодной лишь в случае повышения мировых цен на традиционный газ. Однако прогнозируются некоторые исключения. В частности, такие страны, как Япония и Индия, ввиду потребности в собственных энергоресурсах (энергетическая безопасность) могут начать промышленную разработку ГГЗ в случае успеха добычных экспериментов даже несмотря на значительную себестоимость гидратного газа. С другой стороны, возможен также прорыв в этом направлении в арктических регионах, где криогенетические континентальные ГГЗ находятся в районах с развитой инфраструктурой. Об этом свидетельствуют значительные капиталовложения в государственную гидратную программу США и планы по разработке таких ГГЗ на северном склоне Аляски и в дельте р. Маккензи к 2015 г. Коммерческая же эксплуатация морских ГГЗ с вероятностью 50 % может начаться к 2060 г. Согласно оценкам, приведенным в разработках компании Shell, шансы, что разработка ГГЗ будет экономически выгодна к 2020 г. и 2030 г., составляют 21 и 27 %, соответственно. В случае реализации такого сценария инвестирование средств частных компаний в эксперименты по разработке ГГЗ представлялось нецелесообразным (прогноз сделан в 2000 г.) [29]. С другой стороны, многие специалисты сходятся во мнении, что шансы на то, что разработка ГГЗ будет экономически выгодна, не зависят от сегодняшнего уровня техники и технологий, а также от активности компаний и организаций, действующих в этом направлении (поскольку они в целом позволяют начать добычу уже сейчас), а определяются рыночными ценами на газ, и в частности балансом «потребность – обеспечение энергоресурсами», индивидуальным для каждого

отдельного государства. Кроме этого, есть весомые аргументы для продолжения работ в рамках проектов по разработке ГГЗ как для развития технологий извлечения газа, так и достоверности оценки ресурсов. Усилия, предпринимаемые в настоящее время рядом стран и организаций, весьма важны для обоснования необходимости и целесообразности добычи гидратного газа в промышленных масштабах на 20 или более лет в будущем.

Также следует отметить, что, несмотря на весьма низкую вероятность учреждения в Российской Федерации государственных программ, направленных на обоснование экономической целесообразности разработки ГГЗ в ближайшие 20–30 лет, реализация совместных гидратных проектов при участии академических институтов и финансовой поддержке крупных нефтегазовых компаний представляется весьма актуальной и своевременной. Первоочередным направлением здесь должны быть программы по исследованию рисков разработки традиционных газовых месторождений, находящихся в пределах распространения зоны стабильности газовых гидратов на шельфе арктических акваторий.

Список литературы

1. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 1994. – 199 с.
2. Ruppel C. Methane Hydrates and the Future of Natural Gas. Supplementary Paper 4. MITEI Natural Gas Report // Supplementary Paper on Methane Hydrates. – 2011. – P. 1–25.
3. Матвеева Т.В. Способ добычи газа из придонных субаквальных скоплений газовых гидратов // Горный журнал. – 2012. – № 3. – С. 16–20.
4. Dallimore Scott R., Wright J. Frederick, Yamamoto Koji, Osadetz Kirk G. The Mallik Gas Hydrate Field: Lessons Learned from 37 Years of Gas Hydrate investigation Frontiers + Innovation. – CSPG CSEG CWLS Convention, 2009. – Calgary, Alberta. – 588 p.
5. Moridis G.J., Sloan E.D. Gas Production Potential of Disperse Low-Saturation Hydrate Accumulations in Oceanic Sediments // J. Energy Conversion and Management. – 2007. – Vol. 48 (6). – P. 1834–1849.
6. Johnson Arthur H. Global Resource Potential of Gas Hydrate – a new calculation // Fire In The Ice. NETL Methane Hydrates R&D Program Newsletter, 2011. – Vol. 11 (2). – P. 1–4.
7. Boswell R., Collett T. The Gas Hydrate Resource Pyramid // Fire In The Ice. NETL Methane Hydrates R&D Program Newsletter, Fall 2006. – Vol. 6. – Is. 3. – P. 5–7.
8. Природные газовые гидраты. Современное состояние проблемы, перспективы их освоения и использования: докл. Временной науч.-техн. комиссии Гос. Комитета СССР по науке и технике. – М., 1983. – 178 с.
9. Walsh M.R. Preliminary report on the commercial viability of gas production from natural gas hydrates / M.R. Walsh, S.H. Hancock, S.J. Wilson, et al. // Energy Economics. – Vol. 31. – 2009. – P. 815–823.
10. Holder G.D., Kamath V.A., Godbole S.P. The potential of natural gas hydrates as an energy resource // Annual Review of Energy. – 1984. – Vol. 9. – P. 427–445.
11. Басниев К.С., Ермолаева А.И., Кульчицкий В.В. и др. К вопросу разработки газогидратных залежей // Газовая промышленность. Спец. выпуск по проблемам газовых гидратов. – 2006. – С. 15–18.
12. Scott M.I., Randolph P.L., Pangborn J.B. Assessment of methane hydrates. – Final report for the period December 1978 through June 1980, Chicago, Illinois. – 1980. – 80 p.
13. Makogon Y.F., Holditch S.A., Makogon T.Y. Natural gas hydrates – a potential energy source for the 21st century // J. Petrol. Sci. Eng. – 2007. – Vol. 56. – P. 14–31.
14. Schicks Judith M. Innovative methods for gas production from hydrate-bearing sediments: Thermal stimulation using in situ combustion/IASS Potsdam, Energy from clathrate hydrates – Advances in gas production and CCS. 8–9 November, 2011. – 31 p.
15. Hennings J., Huenges E. In situ thermal conductivity of gas hydrate bearing sediments of the JAPEX/JNOC / GSC et al. Mallik 5L-38 well / Proceedings of the 5th International Conference on Gas Hydrates. – June 12–16, Trondheim, Norway – 2005.
16. Щебетов А.В. Месторождения газовых гидратов: ресурсы и возможные методы разработки // Технологии ТЭК. – 2006. – № 4.
17. Yamamoto K., Dallimore S.U. S. Department of Energy – National Energy Technology Laboratory // Fire in the Ice. Methane Hydrate Newsletter, Summer 2008. – P. 1–5 [Электронный ресурс]. <http://www.netl.doe.gov/mh/HM-NewsSummer08>
18. Max M.D. Natural Gas Hydrate: In Oceanic and Permafrost Environments / Springer. – Verlag. – 2003. – 414 p.
19. Ota M., Morohashi K., Abe Y., Watanabe M., Smith R., Inomata H. Replacement of CH₄ in the hydrate by use of liquid CO₂ // Energy Conversion and Management. – 2005. – Vol. 46 (11–12). – P. 1680–1691.
20. Nishio Shinya. Experiment of gas recovery from methane hydrate in the lake bottom surface layer of Lake Baikal // Economic research institute for northeast Asia. Eina Report 92. – 2010. – P. 53–54.
21. Sum Amadeu K. Natural gas in gas hydrates a potential unconventional resource for the future energy landscape // Hill Briefing on «Road to the New Energy Economy: Natural Gas» – Washington, D. C., July 14, 2010.
22. Fujii T. Resource assessment of methane hydrate in the Nankai Trough, Japan / T. Fujii, T. Saeiki, T. Kobayashi et al. – Offshore Technology Conference. – Houston, TX. – P. 19310. – 2008.
23. Takahashi Manabu Mallik. Gas Hydrate Production Research Well Project. Science Program / Manabu Takahashi, Shimizu Shoshiro, Sato Tooru et al. – Annual Report. Technology Research Center, Japan National Oil Corporation. – Vol. 2001. – 2002. – P. 119–121.
24. Yun T.S., Fratta D., Santamarina J.C. Hydrate-bearing sediments from the Krishna-Godavari Basin: physical characterization, pressure core testing, and scaled production monitoring // Energy Fuels. – 2010. – Vol. 24. – P. 5972–5983.
25. Wu N., Yang S. et al. Preliminary discussion on gas hydrate reservoir system of Shenhua area, north slope of South China Sea // Proc. 6th Int. Conf. Gas Hydrates. – Vancouver. – 2008.
26. Hadley C., Peters D., Vaughan A. Gumusut-Kakap project: Geohazard characterisation and impact on field development plans // International Petroleum Technology Conference. Meeting the Energy Needs of a Growing World Economy. 03 December. – 2008. – 15 p.
27. Lee S.R. and UBGH2 Science Party. Second Ulleung Basin gas hydrate expedition (UBGH2): Findings and implications // Fire in The Ice. US Department of Energy. Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory. – Vol. 11 (1). – 2011. – P. 5–9.
28. Walsh T. Characterization and quantification of the methane hydrate resource potential associated with the Barrow Gas Field / T. Walsh, P. Stokes, M. Panda et al. // Proc. 6th Int. Conf. Gas Hydrates, Vancouver. – 2008.
29. Bli K.J. Economic perspective of methane from hydrate/Chapter 26 in Natural gas hydrate in Ocean and permafrost environments / M.D. Max eds. – Springer – Verlag. – 2003. – P. 349–361.
30. Hancock S. Development of gas hydrates/Paper presented at New Zealand Petroleum Conference, Auckland, New Zealand. – 9–12 March. – 2008.
31. Moridis G.J., Reagan M. T. Strategies for gas production from Oceanic Class 3 hydrate accumulations // Paper OTC 18865 presented at the offshore technology conference. Huston. 20 April – 3 May. – 2007.
32. Moridis G.J., Kowalsky M., Pruess K. TOUGH+HYDRATE v.1.0 User's Manual: A Code for the simulation of system behavior in hydrate-bearing geologic media // Report LBNL-161E. Lawrence Berkeley national Laboratory. – California, USA.